С. А. КУРЮКИН

СИСТЕМЫ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЙ



ГОСУДАРСТВЕННОЕ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОЕ ИЗДАТЕЛЬСТВО
НЕФТЯНОЙ И ГОРНО-ТОПЛИВНОЙ ЛИТЕРАТУРЫ
ЛЕНИНГРАДСКОЕ ОТДЕЛЕНИЕ
Ленинград · 1962

THORNado

28—4(5)—3

В книге рассмотрены трубопроводные системы газоснабжения предприятий с выбором наиболее надежных и безопасных схем газопроводов до газогорелочных устройств на агрегатах.

В книге даны практические рекомендации по выбору схем вводов, межцеховых, цеховых и обвязочных газопроводов и ГРП, а также по выбору газорегулирующего оборудования, труб, запорной арматуры и КИП.

Книга предназначена для проектировщиков, монтажников, эксплуатационников, а также теплотехников и энергетиков предприятий, использующих газ как топливо.

ПРЕДИСЛОВИЕ

XXII съезд Коммунистической партии Советского Союза принял решение о создании в СССР в течение двух десятилетий материально-технической базы коммунизма.

В решении этой грандиозной экономической задачи большая роль принадлежит работникам нефтяной и газовой промышленности. Добыча и производство газа в стране должны возрасти с 47 млрд. $м^3$ в 1960 г. до 720 млрд. $м^3$ в 1980 г., или в 15 с лишним раз. Это обеспечит коренное изменение структуры добычи топлива в Советском Союзе.

Если в 1960 г. нефть и газ составляли 38,4% в общем объеме добычи топлива, то к 1980 г. их доля увеличится почти вдвое и составит примерно 68%, в том числе газа 31%. Таким образом, газовая промышленность к концу двадцатилетия по добыче топлива выйдет на первое место среди других топливных отраслей народного хозяйства.

Прочной основой крупного подъема газовой промышленности СССР являются все возрастающие запасы природного газа. Если в начале 1956 г. запасы газа в СССР составляли около 500 млрд. $м^3$, то к началу 1961 г. они увеличились почти до 2000 млрд. $м^3$.

Только за первые два года семилетки открыто 53 новых газовых месторождения, в том числе уникальное месторождение природного газа в районе Бухары. Огромные запасы этого месторождения позволяют осуществить в широких масштабах газоснабжение не только Средней Азии, но и Урала.

Общая протяженность магистральных газопроводов в настоящее время достигла 23,5 тыс. *км* и увеличилась по сравнению с 1956 г. в четыре раза.

К концу 1961 г. более 560 городов и рабочих поселков пользовались газовым топливом. Экономия от использования газа, как наиболее дешевого топлива, за шесть лет превысила 3 млрд. рублей и вдвое окупила все затраты, вложенные в газовую промышленность.

Широкое распространение получает газ в качестве энергетического топлива, а также в черной и цветной металлургии, цементной и строительной промышленности и других отраслях народного хозяйства.

В связи с освоением нового вида топлива предприятиями указанных отраслей народного хозяйства возникает необходимость в привлечении к этому вопросу многих, иногда неспециализированных проектных и монтажно-строительных организаций.

От качества проектно-сметной документации и надлежащего осуществления ее монтажной организацией зависит надежность и безопасность эксплуатации газоиспользующих установок на предприятиях.

В настоящей книге делается попытка обобщения накопленного опыта проектирования газоснабжения промышленных предприятий.

В книге рассмотрены системы газоснабжения предприятий, наиболее часто встречающиеся в практике проектирования и строительства, даются практические рекомендации по выбору труб, оборудования газорегулировочных пунктов, контрольно-измерительных приборов и запорной арматуры.

В книге использованы материалы Ленгипроинжпроекта, Мосгазпроекта, Саратовского Гипрониигаза, Промэнергогаза и других.

Автор выражает глубокую благодарность проф. Н. Л. Стаскевичу, давшему ряд полезных советов, и товарищам по совместной работе, оказавшим автору помощь в подборе и систематизации материала.

Глава I

СИСТЕМЫ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЙ

1. Общая часть

Организованное снабжение горючим газом городов и населенных пунктов производится по трубопроводным системам, которые в зависимости от категории давления газа в них могут иметь различные схемы газопроводов. Основными сооружениями, входящими в эти системы, являются газораспределительные станции, газорегулировочные пункты, распределительные газопроводы, ответвления и вводы газопроводов на территории промышленных и коммунально-бытовых предприятий, общественных и жилых зданий.

Газораспределительные станции служат для приема газа из магистральных (дальних) газопроводов, очистки газа от механических примесей, снижения давления газа до пределов, допустимых в распределительных газопроводах, для замера количества газа и одоризации его. Газорегулировочные пункты служат для снижения давления газа до необходимого в распределительных газопроводах. Распределительные газопроводы используются для транспортирования потоков газа в различные части города или населенного пункта. Ответвления и вводы газопроводов служат для передачи газа из распределительных газопроводов в межцеховые и дворовые газопроводы.

По действующим правилам безопасности Госгортехнадзора РСФСР газопроводы на территории городов и других населенных пунктов, а также у промышленных, коммунальных и бытовых потребителей в зависимости от максимального рабочего давления газа делятся на следующие категории: а) газопроводы низкого давления: до 0,02 $кГ/см^2$ — для искусственного газа, до 0,03 $кГ/см^2$ — для природного газа. При наличии у бытовых и коммунально-бытовых потребителей индивидуальных или групповых регуляторов-стабилизаторов в распределительных газопроводах низкого давления допускается давление до 0,05 $кГ/см^2$; б) газопроводы среднего давления — свыше 0,05 до 3 $кГ/см^2$; в) газопроводы высокого давления — свыше 3 до 6 $кГ/см^2$; г) газопроводы высокого давления для подачи газа газгольдерным станциям и отдельным промышленным потребителям — свыше

6 до 12 *кГ/см*^{2}. Под максимальным рабочим давлением понимается давление, на которое рассчитан газопровод.

В зависимости от применяемых категорий давления газа в газопроводах системы газоснабжения городов и населенных пунктов делятся на: а) одноступенчатые, б) двухступенчатые, в) трехступенчатые, г) комбинированные.

Одноступенчатой системой газоснабжения обеспечивается распределение и подача газа потребителям по газопроводам только одной категории давления, как правило, низкой. Эта система может быть рекомендована для населенных пунктов и небольших городов, в которых источником газа являются местный газовый, коксогазовый или нефтеперерабатывающий заводы.

Двухступенчатой системой обеспечивается распределение и подача газа потребителям по газопроводам двух категорий давления — низкого и среднего или низкого и высокого. Эта система может быть рекомендована для городов, получающих газ среднего или высокого давлений.

Трехступенчатой системой обеспечивается распределение и подача газа потребителям по газопроводам трех категорий давления — низкого, среднего и высокого. Эта система может быть рекомендована для больших городов, получающих газ высокого давления.

Комбинированной системой обеспечивается распределение и подача газа потребителям по газопроводам трех категорий давления — низкого, среднего и высокого. Эта система может быть рекомендована для больших городов, в которых по характеру застройки и режиму потребления газа целесообразно применить не одну из указанных выше систем, а одновременно несколько.

Каждая из перечисленных систем в зависимости от характера застройки и планировки города может быть кольцевой, тупиковой и смешанной. Преимуществом пользуются кольцевая и смешанная системы газоснабжения, так как они обеспечивают наиболее равномерный режим давления во всех точках отбора газа из распределительных газопроводов.

Выбор системы газоснабжения города или населенного пункта производится в зависимости от характера планировки и застройки их, источников газоснабжения, величины распределительного давления газа, режима газопотребления и типа хранилищ газа.

Распределительные газопроводы низкого давления служат для подачи газа жилым и общественным зданиям, а также коммунально-бытовым и промышленным предприятиям с малым расходом газа. Подключение к этим газопроводам предприятий с большим расходом газа допускается только при условии обеспечения нормального режима работы бытовых газовых приборов, получающих газ от этих газопроводов.

Распределительные газопроводы среднего давления служат для подачи газа в распределительные газопроводы низкого давления и питания газом промышленных и коммунально-бытовых предприятий, подключаемых к этим газопроводам при условии установки местных ГРП. Допустима подача газа от этих газопроводов жилым домам и общественным зданиям.

Распределительные газопроводы высокого давления служат для подачи газа в распределительные газопроводы среднего давления и газгольдерные станции, а также для питания газом крупных промышленных предприятий, нуждающихся в газе высокого давления. В отдельных случаях с разрешения Госгортехнадзора к этим газопроводам могут подключаться предприятия, не нуждающиеся в газе высокого давления, но имеющие большой расход газа (например, крупные ТЭЦ), или те предприятия, для которых эти газопроводы с точки зрения территориального расположения являются единственными или наиболее близкими по расстоянию.

Подача газа от распределительных газопроводов среднего и высокого давления в распределительные газопроводы иных категорий давления, а также в промышленные и коммунально-бытовые предприятия и в жилые и общественные здания производится только через газорегулировочные пункты. Выбор мест подключения промышленных или коммунально-бытовых предприятий к распределительным газопроводам различных категорий давления решается в каждом отдельном случае проектной организацией в зависимости от расхода газа предприятием, территориального расположения, особенностей технологии производства и общих технико-экономических показателей.

Подача газа промышленным и коммунально-бытовым предприятиям из распределительных газопроводов осуществляется через ответвления и вводы газопроводов. Как правило, подавляющее большинство промышленных и коммунально-бытовых предприятий подключается к газопроводам среднего давления.

Общая комплексная система газоснабжения предприятия от ввода распределительного газопровода на территорию до газогорелочных устройств на агрегатах является одним из сложных и ответственных технических сооружений, так как она состоит из отдельных частей, каждая из которых может быть осуществлена в различных вариантах, зависящих от давления газа, местных условий размещения цехов, требований технологии, режима работы цехов, типа газовых горелок и т. п.

Поэтому чтобы не затруднять читателя рассмотрением большого количества возможных систем газоснабжения предприятий представляется наиболее целесообразным рассматривать не комплексные системы, а только входящие в них составные части: а) вводы распределительных газопроводов на территории предприятий;

б) межцеховые (дворовые) газопроводы; в) газорегулировочные пункты (ГРП); г) цеховые газопроводы; д) обвязочные газопроводы на агрегатах.

В зависимости от указанных выше условий выбираются необходимые схемы составных частей, на основании которых компонуется общая комплексная система газоснабжения предприятия. В качестве примера на рис. 26 представлена комплексная система газоснабжения предприятия.

2. Схемы вводов распределительных газопроводов на территории предприятий

Назначение вводов состоит в том, чтобы обеспечить подачу газа от распределительных газопроводов или ответвлений от них до межцеховых (дворовых) газопроводов, размещаемых на территории предприятия.

С целью сохранения целостности распределительных газопроводов, являющихся основными дорогостоящими сооружениями, количество вводов на предприятие следует сводить к минимуму, однако в каждом отдельном случае оно должно определяться в зависимости от проходимости газопроводов, их протяженности, территориального расположения цехов, потребляющих газ, и общих технико-экономических соображений.

Вводы укладываются в местах, свободных от существующих и планируемых строений и сооружений. На каждом вводе устанавливается главное отключающее устройство для отключения и включения газа одновременно для всех потребителей газа, питающихся от ввода.

Поскольку ввод газопровода обслуживается Горгазом, то главное отключающее устройство на вводе желательно размещать вне территории предприятия. В тех случаях, когда по местным условиям этого сделать не удается, главное отключающее устройство допустимо размещать на территории предприятия в удобном для обслуживания месте.

Для предохранения распределительных газопроводов от чрезмерного падения давления газа в случае разрыва вводов последние укладываются, как правило, под землей.

Ниже приводятся рекомендуемые схемы вводов газопроводов на территории промышленных и коммунально-бытовых предприятий.

На рис. 1 представлена схема ввода газопровода с установкой гидравлического затвора. Эта схема может быть рекомендована для газопроводов низкого давления (p до 0,05 $кГ/см^2$) диаметром от 50 до 150 $мм$, по которым может подаваться влажный или осушенный газ.

На рис. 2 представлена схема ввода газопровода с установкой фланцевого крана.

Кран размещается в мелком колодце, поэтому схема может быть рекомендована для газопроводов низкого, среднего и высокого давления ($p \leqslant 6{,}0$ *кГ/см*^{2}) диаметром от 25 до 100 *мм*, по которым может подаваться только осушенный газ. Для облегчения демонтажа крана и уменьшения напряжений в его чугунных фланцах, возникающих от линейного удлинения газопровода, последний в пределах колодца имеет П-образную форму.

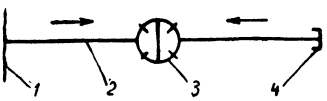


Рис. 1. Схема ввода газопровода с установкой гидравлического затвора:

1 — распределительный газопровод; *2* — ввод газопровода; *3* — гидравлический затвор; *4* — заглушка.

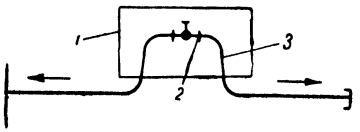


Рис. 2. Схема ввода газопровода с установкой фланцевого крана в мелком колодце:

1 — мелкий колодец; *2* — кран фланцевый; *3* — П-образный компенсатор.

На рис. 3 представлена схема ввода газопровода с установкой чугунной задвижки.

Задвижка размещается в глубоком колодце, поэтому схема может быть рекомендована для газопроводов низкого, среднего и высокого давлений ($p \leqslant 6$ *кГ/см*^{2}) диаметром от 100 до 600 *мм*, по которым может подаваться влажный или осушенный газ. Для

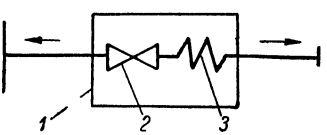


Рис. 3. Схема ввода газопровода с установкой чугунной задвижки в глубоком колодце:

1 — глубокий колодец; *2* — задвижка чугунная; *3* — линзовый компенсатор.

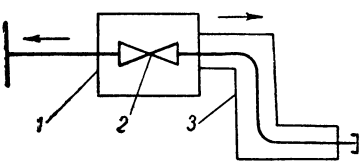


Рис. 4. Схема ввода газопровода с установкой стальной задвижки в глубоком колодце:

1 — глубокий колодец; *2* — задвижка стальная; *3* — приставной канал.

удобства демонтажа задвижки, а также для компенсации линейных удлинений газопровода, возникающих от температурных воздействий, на газопроводе, после задвижки (по направлению движения газа), в пределах колодца, устанавливается линзовый компенсатор.

На рис. 4 представлена схема ввода газопровода с установкой стальной задвижки.

Задвижка располагается в глубоком колодце. Эта схема может быть рекомендована для газопроводов высокого давления ($p \leqslant 12$ *кГ/см*^{2}) диаметром более 100 *мм*, по которым может

подаваться осушенный или влажный газ. Для удобства демонтажа задвижки к газопроводу до и после нее, в пределах колодца, привариваются упоры, обеспечивающие возможность применения домкрата.

Для компенсации линейных удлинений газопроводов от температурных воздействий на газопроводе после колодца устанавливается Z-образный компенсатор в специальном приставном канале.

Для вводов газопроводов высокого давления ($p \leqslant 12$ *кГ/см*^{2}), имеющих диаметры более 200 *мм*, рекомендуется устанавливать для ⌀ 300 *мм* — стальной кран в глубоком колодце, для ⌀ 400—700 *мм* — стальной кран под надземным металлическим кожухом.

3. Схемы межцеховых газопроводов

Назначение межцеховых газопроводов состоит в том, чтобы обеспечить подачу газа от ввода распределительного газопровода в цеха, потребляющие газ. Межцеховые газопроводы могут быть подземными или надземными или одновременно подземными и надземными, т. е. смешанными. Ко всем газопроводам предъявляется одинаковое требование в части их минимальной протяженности, безопасности и надежности в эксплуатации.

Вопросы выбора способа укладки газопроводов должны решаться в каждом конкретном случае отдельно с учетом территориального расположения цехов, потребляющих газ, характера сооружений, по которым предполагается укладка газопроводов, степени насыщения территории подземными сооружениями, характеристики грунтов и общих технико-экономических факторов.

При выборе наиболее рациональной схемы межцеховых газопроводов наибольшую трудность представляет обоснование правильного подбора типа ГРП и места его расположения на территории предприятия. От этого в значительной степени зависит характер общей схемы, так как остальные элементы межцехового газопровода в большинстве случаев являются почти одинаковыми для всех рассматриваемых схем.

К этим элементам следует отнести: а) сборники конденсата; б) отключающие устройства перед центральным ГРП или центральным пунктом замера расхода газа; в) отключающие устройства на ответвлениях газопроводов к цехам; г) продувочные трубопроводы, устанавливаемые в конце каждого ответвления.

Сборники, служащие для сбора конденсата и пыли, являются необходимыми на подземных газопроводах среднего и низкого давлений. При осушенном газе и предотвращении попадания воды в газопроводы при укладке их в траншеи сборники конденсата могут не устанавливаться. Поэтому в схемах межцеховых газо-

проводов сборники конденсата поставлены условно. Для освобождения газопровода высокого давления от монтажной воды и пыли на нем рекомендуется устанавливать специальное продувочное устройство, представляющее собой упрощенную конструкцию сборника конденсата среднего давления.

Отключающее устройство перед центральным ГРП или центральным пунктом замера расхода газа устанавливается в тех случаях, когда расстояние от них до главного отключающего устройства на вводе распределительного газопровода превышает 100 *м*. Таким образом, необходимость установки этого отключающего устройства мотивируется только условиями оперативности отключения газа в моменты аварий. При отсутствии центрального ГРП или центрального пункта замера расхода газа также целесообразно устанавливать отключающее устройство на межцеховом газопроводе, если его протяженность от главного отключающего устройства на вводе до цехов, потребляющих газ, превышает 100 *м*. С этой точки зрения для предприятий с большим потреблением газа отключающее устройство перед центральным ГРП или центральным пунктом замера расхода газа желательно устанавливать с электроприводом, с возможностью дистанционного управления им и располагать не ближе 5 *м* от павильона, в котором они размещаются.

Если для центральных ГРП и центральных пунктов замера расхода газа, подключаемых к газопроводам среднего давления, указанные условия являются желательными, то для подключения ГРП к газопроводам высокого давления они являются необходимыми.

Отключающие устройства на ответвлениях газопровода к цехам устанавливаются для обеспечения бесперебойной работы цехов на газовом топливе в случае аварии или необходимого ремонта ответвления. Эти отключающие устройства следует размещать в начале ответвления, как можно ближе к основному межцеховому газопроводу. Если ответвление по своей протяженности является незначительным, это отключающее устройство целесообразно размещать не в колодце, а на наружном стояке здания цеха в удобном для обслуживания месте.

Иногда по местным условиям расположения цехов от центрального ГРП целесообразно укладывать не один межцеховой газопровод, а несколько (к каждому цеху отдельно). В этих случаях отключающие устройства на каждом ответвлении к цеху целесообразно размещать на распределительной гребенке, устанавливаемой непосредственно в помещении ГРП.

При большой протяженности ответвления, превышающей 100 *м*, на нем рекомендуется устанавливать дополнительное отключающее устройство, которое размещается, как правило, на наружном стояке здания цеха.

Иногда по местным условиям расположения цехов целесообразно применять смешанную укладку межцеховых газопроводов. В этих случаях необходимо устанавливать дополнительные устройства, отделяющие надземные газопроводы от подземных. Такое деление вызывается различными режимами испытаний этих газопроводов, предусмотренными действующими правилами безопасности Госгортехнадзора.

Кроме этого, при значительной протяженности межцеховых газопроводов, достигающей нескольких километров, что имеет место на крупных промышленных предприятиях, рекомендуется устанавливать дополнительные отключающие устройства, разделяющие газопровод по всей его трассе на ремонтные участки. Такое деление межцехового газопровода вызывается целесообразностью ведения ремонтных работ по участкам: а) без отключения цехов, присоединенных к начальным участкам; б) без сброса газа в атмосферу из всего межцехового газопровода в целом или вынужденного снижения давления газа в нем до предела, обеспечивающего безопасное производство ремонтных работ на нем. При этом на каждом ремонтном участке газопровода должен быть установлен штуцер с краном для продувки.

Продувочные трубопроводы устанавливаются, как правило, в конце каждого ответвления и служат для продувки последних. Однако в некоторых случаях можно обойтись без установки продувочных трубопроводов на ответвлениях, если а) в конце ответвления газопровода расположен гидравлический затвор или сборник конденсата. В этих условиях продувка ответвления может производиться через отводные трубки в этих сооружениях с принятием мер предосторожности в процессе продувки; б) цеховой ГРП размещается в помещении цеха, на вводе газопровода в него или в пристройке к цеху. В этих условиях продувка ответвления может производиться через продувочный трубопровод ГРП, подключаемый до основного газорегулирующего оборудования; в) протяженность ответвления межцехового газопровода от отключающего устройства на нем до ввода в цех составляет не более 10—15 *м*. В этих условиях продувку ответвления допустимо производить через цеховой продувочный трубопровод. При продувке ответвлений межцехового газопровода пользоваться цеховыми продувочными трубопроводами, как правило, не рекомендуется, так как имеющаяся в газопроводах пыль может скапливаться в арматуре и ухудшать надежность работы ее.

Выбор типа, количества и места расположения ГРП на территории предприятия зависит от: а) давления газа перед газовыми горелками отдельных цехов; б) расхода газа цехами и режима его потребления; в) территориального расположения цехов, потребляющих газовое топливо; г) удобства обслуживания; д) технико-экономических показателей.

Практика проектирования газоснабжения предприятий показывает, что многие проектные организации при выборе типа, количества и места расположения ГРП руководствуются лишь экономической стороной этого вопроса, забывая при этом об указанных выше основных факторах, определяющих в конечном итоге нормальную работу газогорелочных устройств.

Давление газа перед горелками является основным показателем, влияющим на выбор типа ГРП. Поэтому для цехов, работающих на газе разного давления (например, на среднем и низком), нельзя обойтись одним ГРП. В этом случае может быть поставлен вопрос лишь о целесообразности размещения двух ГРП в одном отдельном павильоне, пристройке к зданию цеха или непосредственно в помещении одного из цехов, потребляющих газ.

Для производственных цехов, работающих на газе одинакового давления, можно обойтись устройством одного центрального ГРП.

При выборе любого из указанных вариантов размещения ГРП необходимо считаться со следующими факторами.

а) Расчетный перепад давления газа в газопроводе от регулятора до газовой горелки, зависящий в основном от технологических особенностей агрегатов, переводимых на газовое топливо, не должен превышать допустимого.

Под допустимым расчетным перепадом давления следует понимать допустимую величину переменных потерь давления в газопроводе от места отбора импульса конечного давления к регулятору давления до газового коллектора перед горелками включительно. Потери давления в отводах газопроводов к горелкам являются почти постоянными и поэтому могут не входить в переменные расчетные потери.

В настоящее время вопрос о допустимых перепадах давления в межцеховых, цеховых и обвязочных газопроводах является еще мало изученным и поэтому в большинстве проектных организаций он решается на основании сложившейся практики многолетнего проектирования газоснабжения.

Для примерной ориентации допустимый расчетный перепад давления в газопроводах от места отбора импульса конечного давления к регулятору давления до газовой горелки наиболее удаленного агрегата может находиться в следующих пределах: 1) для агрегатов, оборудованных инжекционными горелками среднего давления, — 10—15% от величины номинального давления газа перед горелкой; 2) для агрегатов, оборудованных инжекционными горелками низкого давления, — 20—25% от величины номинального давления газа перед горелкой; 3) для агрегатов, оборудованных дутьевыми горелками, — 40—50% от величины номинального давления газа перед горелкой.

Следует, однако, отметить, что при определении допустимого расчетного перепада давления было наиболее правильным исходить не из типа устанавливаемых горелок, а из допустимого изменения тепловой нагрузки агрегатов от номинальной.

Зная величину допустимого изменения тепловой нагрузки агрегата и имея в виду, что эта величина прямо пропорциональна корню квадратному из допустимого перепада давления, легко найти по этой зависимости величину допустимого расчетного перепада давления в газопроводе от места отбора импульса конечного давления к регулятору до горелок. Например, допустимое изменение тепловой нагрузки в агрегате составляет $\pm 10\%$ от номинальной. Следовательно, допустимое изменение давления газа перед горелкой этого агрегата должно быть $1{,}1^2 = 1{,}21$, т. е. на 21% больше или меньше значения номинального давления газа перед горелкой.

Из сказанного следует, что для тех агрегатов, которые по своему технологическому процессу допускают незначительное изменение тепловой нагрузки от номинальной, ГРП целесообразно располагать как можно ближе к агрегатам.

б) Загрузка регулятора давления, зависящая от режима работы агрегатов или цехов, должна быть не менее 10% и не более 80% от расчетной пропускной способности регулятора давления. Этот вопрос подробно рассмотрен в главе IV.

в) Бытовые потребители (общежития, жилые дома, столовые, детские и лечебные учреждения) не должны подключаться к цеховым ГРП, так как при срабатывании в них предохранительного запорного клапана возникает нежелательное для этих потребителей понижение давления в газопроводах до атмосферного.

С экономической точки зрения вариант размещения ГРП окажется наилучшим тот, в котором при заданных выше условиях металловложения и стоимость строительства будут наименьшими. Опыт проектирования и эксплуатации показал, что устройство одного центрального ГРП или нескольких цеховых ГРП в одном помещении может оказаться целесообразным при компактном территориальном расположении цехов. При территориальной разобщенности цехов ГРП устанавливается, как правило, непосредственно в помещении цеха по возможности недалеко от основных агрегатов, потребляющих газ, или в специальной пристройке к зданию цеха. С точки зрения удобств обслуживания предпочтение имеет вариант размещения цехового ГРП непосредственно в помещении цеха.

Центральный пункт замера расхода газа целесообразно размещать в одном здании с центральным ГРП, а цеховые пункты замера расхода газа — с цеховыми ГРП. На основании опыта проектирования газоснабжения предприятий и их эксплуатации могут быть

даны следующие рекомендации в части выбора оборудования на центральных пунктах замера расхода газа:

а) для предприятий с расходом газа до 2000 *нм*^{3}/*час* целесообразно устанавливать газовые ротационные счетчики в количестве не более двух и обводной газопровод для них. При осмотре, ремонте или замене счетчиков с разрешения управления Горгаза переходят на подачу газа по обводному газопроводу, а оплату за газ производят, как правило, по проектной мощности агрегатов, работающих на газовом топливе;

б) для предприятий с расходом газа, превышающим 2000 *нм*^{3}/*час*, необходимо устанавливать измерительную диафрагму. При этом для предприятий, имеющих незначительную протяженность газопроводов или располагающих возможностью осуществления кратковременного перерыва в подаче газа на период замены диафрагмы и необходимой при этом продувки газопроводов, можно обойтись установкой только одной измерительной диафрагмы без обводного газопровода к ней.

Для предприятий, имеющих непрерывный режим работы и большие расходы газа, необходимо устанавливать параллельно две измерительные диафрагмы. из которых одна должна быть резервной.

Ниже приводятся схемы межцеховых газопроводов, которые являются не единственно возможными, но наиболее распространенными, часто встречающимися при проектировании газоснабжения предприятий. При этом необходимо отметить, что поскольку схемы для подземной и надземной укладки газопроводов примерно одинаковы, то приводимые ниже схемы составлены в ориентации на подземную укладку, исходя из ее наглядности, а не предпочтительности. Предпочтительность должна решаться в каждом случае отдельно с учетом всех факторов, указанных ранее.

На рис. 5 представлена схема межцехового газопровода низкого давления. Эта схема рекомендуется для небольших предприятий, как правило, коммунального типа, подключаемых к распределительным газопроводам низкого давления и имеющих общий расход газа, не нарушающий нормальную работу бытовых газовых приборов в жилых домах, расположенных в зоне подключения предприятия.

Для создания лучших условий по обслуживанию предприятий, облегчающих и ускоряющих проведение операций по снятию показаний с расходомеров, целесообразно иметь один центральный пункт замера расхода газа на предприятие в целом, независимо от цеховых пунктов замера расхода газа, устанавливаемых для внутреннего хозяйственного расчета. По конструктивному устройству центральный пункт замера расхода газа в этой схеме очень прост и сводится к установке двух параллельно расположенных газовых счетчиков. Такой пункт может быть расположен в отдельно

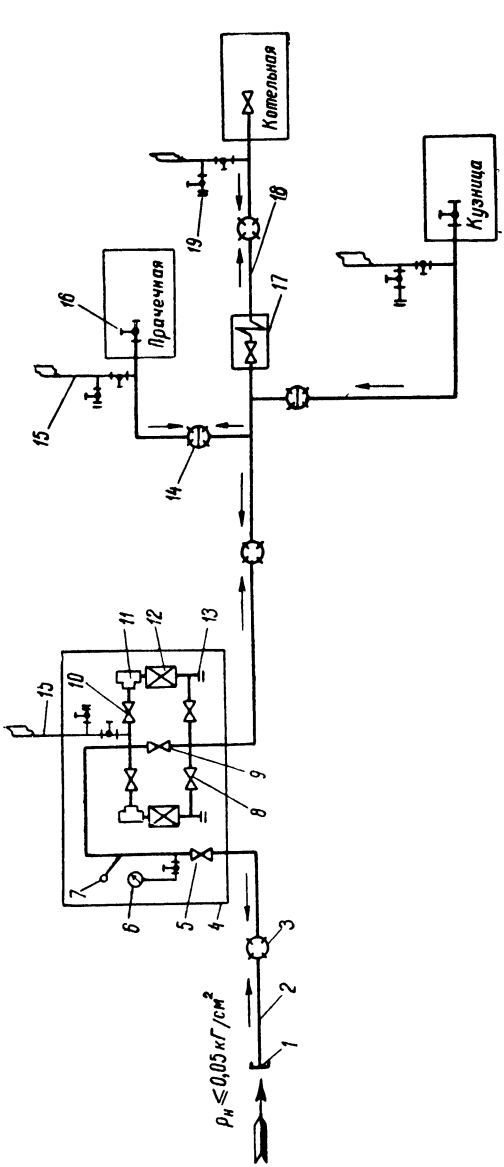


Рис. 5. Схема межцехового газопровода низкого давления:

1 — заглушка на вводе газопровода на территорию предприятия; *2* — межцеховой газопровод; *3* — сборник конденсата; *4* — центральный пункт замера расхода газа; *5* — задвижка на вводе газопровода в пункт; *6* — показывающий манометр; *7* — технический термометр; *8* — задвижка после счетчика; *9* — задвижка на обводном газопроводе; *10* — задвижка до счетчика; *11* — фильтр-ревизия; *12* — газовый ротационный счетчик; *13* — угольник с пробкой; *14* — гидравлический затвор; *15* — продувочный трубопровод; *16* — кран на вводе газопровода в цех; *17* — задвижка в глубоком колодце; *18* — ответвление газопровода к цеху; *19* — штуцер с краном и пробкой для взятия пробы.

стоящем павильоне, в пристройке к зданию или непосредственно в помещении, в котором установлены газопотребляющие агрегаты.

Однако, как показал опыт эксплуатации, устройство центрального пункта замера расхода газа очень часто является нецелесообразным из-за дополнительных потерь давления газа, неизбежно возникающих при двукратном последовательном учете расхода газа. Этот довод в большинстве случаев выставляется как основание для отказа от центрального пункта и перехода на учет по цеховым пунктам замера расхода газа.

На рассматриваемой схеме показаны типы отключающих устройств, сборников конденсата и продувочных трубопроводов, обычно применяемых к установке на ответвлениях газопровода низкого давления.

На рис. 6 представлена схема межцехового газопровода среднего давления с центральным ГРП среднего конечного давления. Эта схема рекомендуется для промышленных предприятий, подключаемых к распределительным газопроводам среднего давления и имеющих компактное расположение цехов на территории предприятия.

По этой схеме от центрального ГРП газ подается в четыре цеха, из которых цехи № 1 и 2, работающие на газе среднего давления, не нуждаются в дополнительной установке цеховых ГРП, а цехи № 3 и 4, работающие на газе низкого давления, нуждаются в установке их. В этих же цехах на ответвлении газопровода к ним не устанавливается продувочных трубопроводов, так как последние предусмотрены в цеховых ГРП. Все отключающие устройства на межцеховом газопроводе и ответвлениях от него должны устанавливаться в наиболее высоких точках продольного профиля с тем, чтобы в них не попадала монтажная вода.

На рис. 7 представлена схема межцехового газопровода среднего давления с центральным пунктом замера расхода газа и цеховыми ГРП среднего и низкого конечных давлений. Эта схема рекомендуется для промышленных предприятий, имеющих цехи, расположенные на значительном расстоянии друг от друга.

Эта схема имеет преимущества как по стабилизации давления газа перед горелками за счет приближения ГРП к агрегатам, так и по наименьшим металловложениям за счет уменьшения диаметров межцеховых газопроводов.

Установка центрального пункта замера расхода газа на предприятии целесообразна в условиях большого количества цехов и их территориальной разобщенности.

На этом пункте должны быть установлены: а) технический термометр для замера температуры газа; б) газовый фильтр для очистки газа от механических примесей; в) регистрирующий манометр для измерения и записи давления газа до диафрагмы; г) измерительная диафрагма с расходомером для учета расхода

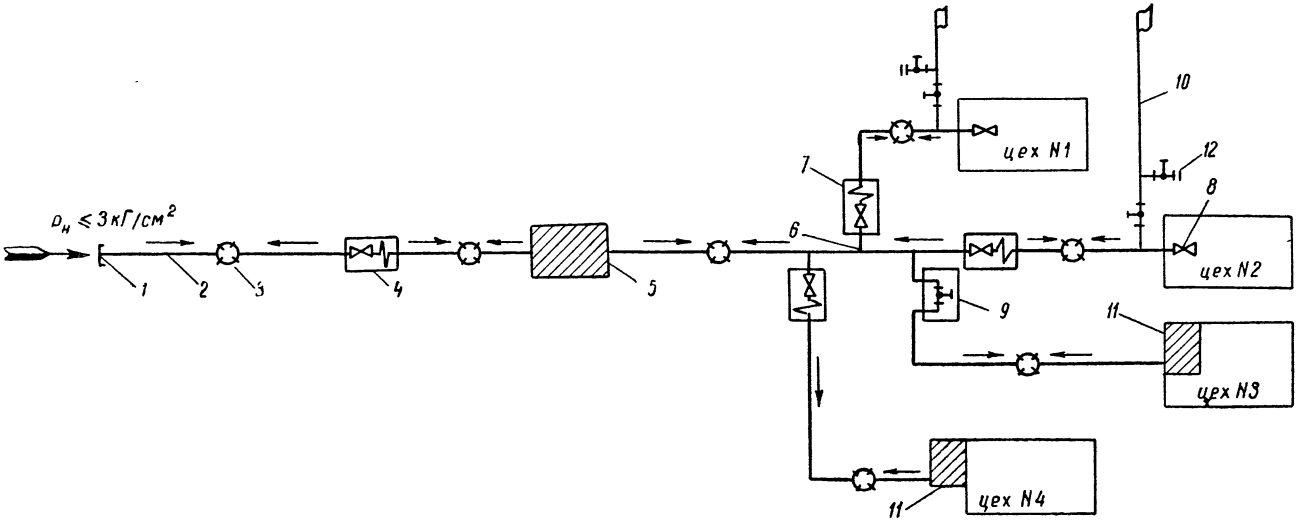


Рис. 6. Схема межцехового газопровода среднего давления с центральным ГРП среднего конечного давления:

1 — заглушка на вводе газопровода на территорию предприятия; *2* — межцеховой газопровод; *3* — сборник конденсата; *4* — отключающее устройство до ГРП; *5* — центральный ГРП; *6* — ответвление газопровода к цеху; *7* — отключающее устройство в колодце; *8* — отключающее устройство на вводе газопровода в цех; *9* — отключающее устройство в мелком колодце; *10* — продувочный трубопровод; *11* — цеховой ГРП низкого конечного давления; *12* — штуцер с краном и пробкой для взятия пробы.

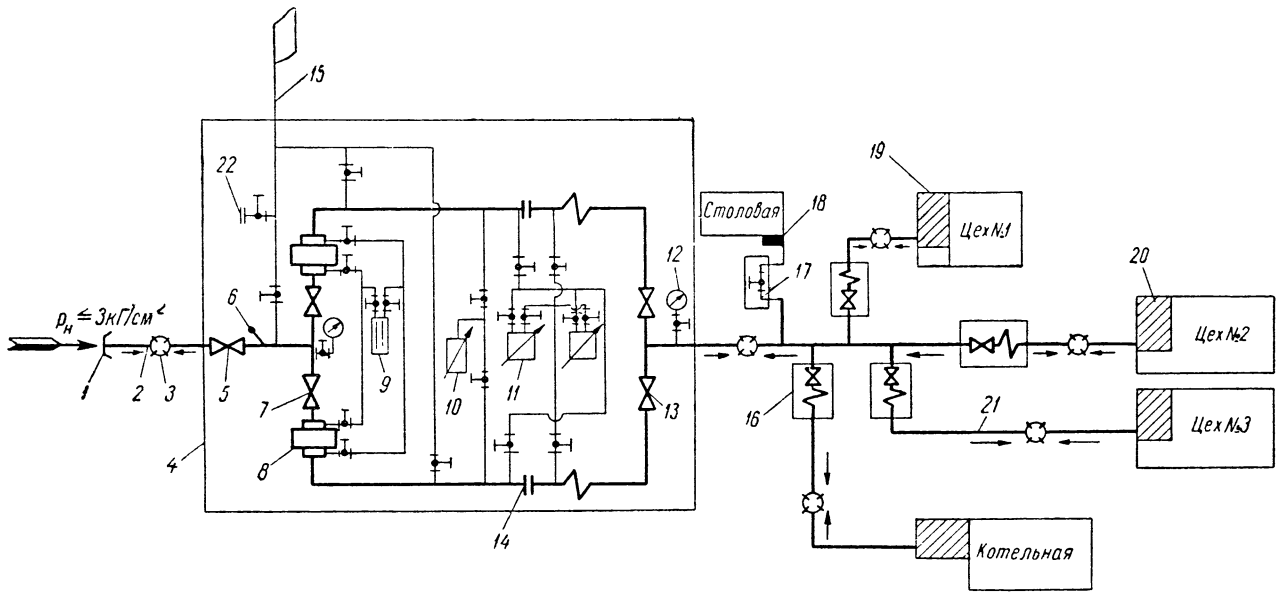


Рис. 7. Схема межцехового газопровода среднего давления с центральным пунктом замера расхода газа и цеховыми ГРП среднего и низкого конечных давлений:

1 — заглушка на вводе газопровода на территорию предприятия; *2* — межцеховой газопровод; *3* — сборник конденсата; *4* — центральный пункт замера расхода газа; *5* — отключающее устройство на вводе газопровода в пункт; *6* — технический термометр; *7* — отключающее устройство до диафрагмы; *8* — газовый фильтр; *9* — дифманометр; *10* — регистрирующий манометр; *11* — расходомер; *12* — показывающий манометр; *13* — отключающее устройство после диафрагмы; *14* — измерительная диафрагма; *15* — продувочный трубопровод; *16* — отключающее устройство в колодце; *17* — отключающее устройство в мелком колодце; *18* — шкафная установка РД; *19* — цеховой ГРП среднего конечного давления; *20* — цеховой ГРП низкого конечного давления; *21* — ответвление газопровода к цеху; *22* — штуцер с краном и пробкой для взятия пробы.

газа; д) отключающие устройства, показывающие манометры и продувочные трубопроводы.

Для предприятий, не терпящих перерыва в подаче газа, рекомендуется устанавливать две параллельные линии учета расхода газа, из которых одна является резервной.

С сожалением приходится констатировать, что рассматриваемая схема в части центрального пункта замера иногда не находит своего практического применения по следующим причинам. Выпускаемые отечественной промышленностью газовые ротационные счетчики имеют ограниченную пропускную способность (до 1000 $м^3/час$) и входное давление до 1 $кГ/см^2$. Этот недостаток лишает возможности использовать их на газопроводах среднего давления до ГРП и приводит к вынужденному применению в этом случае измерительных диафрагм, которые, так же как и ротационные газовые счетчики, требуют предварительной очистки газа от механических примесей до себя. Если в дополнение к сказанному учесть необходимость выполнения значительных длин прямых участков газопровода до и после диафрагмы и бесперебойность в подаче газа на предприятие в период очистки фильтра и замены диафрагмы, то становится понятным, что устройство центрального пункта замера расхода газа связано с сооружением большого отдельного надземного павильона с отоплением, освещением, вентиляцией и другим сантехническим благоустройством. Это является не всегда возможным ввиду ограниченности в свободной площади на предприятии.

Приведенные доводы служат в некоторых случаях основанием для отказа от устройства единого пункта и перехода на учет по цеховым пунктам замера расхода газа.

На рис. 8 представлена схема межцехового газопровода высокого давления с центральным ГРП высокого и среднего конечных давлений и цеховыми ГРП среднего и низкого конечных давлений. Эта схема рекомендуется для промышленных предприятий, подключаемых к распределительным газопроводам высокого давления. На газопроводе перед центральным ГРП рекомендуется устанавливать отключающее устройство с электроприводом независимо от наличия главного отключающего устройства на вводе газопровода на территорию предприятия. В помещении центрального ГРП устанавливается ГРП высокого конечного давления — для подачи газа в цех № 1 и ГРП среднего конечного давления — для подачи газа в остальные цехи. Для цехов № 2 и 3 устанавливаются цеховые ГРП низкого конечного давления, для котельной — цеховой ГРП среднего конечного давления.

Ответвление газопровода к столовой может быть подключено как к основному межцеховому газопроводу среднего давления, так и к ответвлениям от него в любом удобном для обслуживания месте, но обязательно до цеховых ГРП.

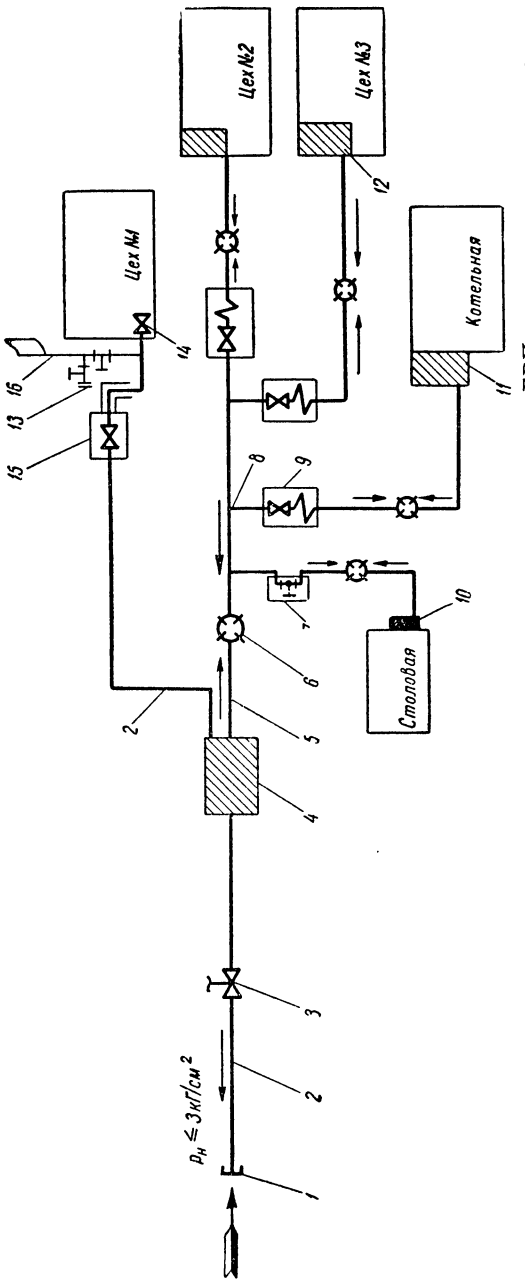


Рис. 8. Схема межцехового газопровода высокого давления с центральным ГРП высокого и среднего конечных давлений и цеховыми ГРП среднего и низкого конечных давлений:

1 — заглушка на вводе газопровода на территорию предприятия; *2* — межцеховой газопровод высокого давления; *3* — отключающее устройство с электроприводом; *4* — центральный ГРП; *5* — межцеховой газопровод среднего давления; *6* — сборник конденсата; *7* — отключающее устройство в мелком колодце; *8* — ответвление газопровода к цеху; *9* — отключающее устройство в колодце; *10* — шкафная установка РД; *11* — цеховой ГРП среднего конечного давления; *12* — цеховой ГРП низкого конечного давления; *13* — штуцер с краном и пробкой для взятия пробы; *14* — отключающее устройство на вводе газопровода в цех; *15* — отключающее устройство в колодце; *16* — продувочный трубопровод.

4. Схемы газорегулировочных пунктов (ГРП) и пунктов замера расхода газа

Назначение центрального и цехового ГРП состоит в том, чтобы снизить давление газа, поступающего на предприятие или в цех, до необходимого и автоматически поддерживать его после себя постоянным независимо от изменения расхода газа и колебания давления перед ГРП.

В комплект основного оборудования ГРП входят: а) фильтр для очистки газа от механических примесей; б) предохранительный запорный клапан для отключения газа в случае повышения или снижения давления после регулятора выше установленных пределов; в) регулятор давления для снижения давления газа и автоматического поддержания его постоянным после себя независимо от изменения расхода газа и колебания давления до себя; г) предохранительный выхлопной клапан для предотвращения срабатывания предохранительного запорного клапана от чрезмерного повышения давления газа за регулятором, в основном в период кратковременного отсутствия потребления газа агрегатами; д) обводной газопровод для работы помимо регулятора в случае выхода из строя, профилактического осмотра или ремонта его. При установке на обводном газопроводе крана, за ним, по направлению движения газа, должен устанавливаться вентиль для плавного регулирования давления газа вручную; е) отключающие устройства, импульсная коммуникация и КИП соответственно для маневренной работы ГРП и его контроля.

По величине конечного давления газа ГРП делятся на: а) ГРП низкого давления — до 0,05 *кГ/см*^{2}; б) ГРП среднего давления — свыше 0,05 до 3,0 *кГ/см*^{2}; в) ГРП высокого давления — свыше 3 до 6 *кГ/см*^{2} и свыше 6 до 12 *кГ/см*^{2}.

По величине начального давления газа ГРП делятся на: а) ГРП среднего давления — свыше 0,05 до 3 *кГ/см*^{2}; б) ГРП высокого давления — свыше 3 до 6 *кГ/см*^{2} и свыше 6 до 12 *кГ/см*^{2}.

В связи с различными требованиями, предъявляемыми к ГРП действующими правилами безопасности Госгортехнадзора, ГРП также целесообразно разделить на: а) центральные ГРП, предназначенные для снабжения газом двух и более цехов; б) цеховые ГРП, предназначенные для снабжения газом одного цеха, одного или нескольких агрегатов, одного помещения и т. п.

Ниже приводится описание схем, наиболее часто встречающихся в практике проектирования ГРП, без привязки их к месту размещения на территории предприятия (в помещении цеха или в котельной, в пристройке, в отдельно стоящем павильоне).

На рис. 9 представлена схема ГРП с регуляторами типов РД-32 или РД-50, имеющими выносной импульс. ГРП по этой схеме обеспечивает после себя низкое давление газа, не превышающее

$p_к \leqslant 0{,}05$ *кГ/см*^{2}. Помимо наружного перед ГРП устанавливается кран *1*. Для отключения основного газорегулирующего оборудования и перехода на обводной газопровод устанавливаются краны *1* перед фильтром *2* и после регулятора *4*.

Для возможного дросселирования газа вручную на обводном газопроводе *6* устанавливаются кран *1* и показывающий манометр за ним. Этим же манометром рекомендуется пользоваться при настройке регулятора и определении величины давления газа перед счетчиком. Для плавного регулирования давления газа вручную на обводном газопроводе за краном *1*, по направлению движения газа, устанавливается вентиль *24*.

Оборудование на основной линии ГРП размещается в следующей последовательности: газовый фильтр *2*, предохранительный запорный клапан *3*, регулятор давления *4*, пункт замера расхода газа с помощью ротационного счетчика *8*, предохранительный выхлопной клапан *5*.

Эта последовательность обеспечивает:

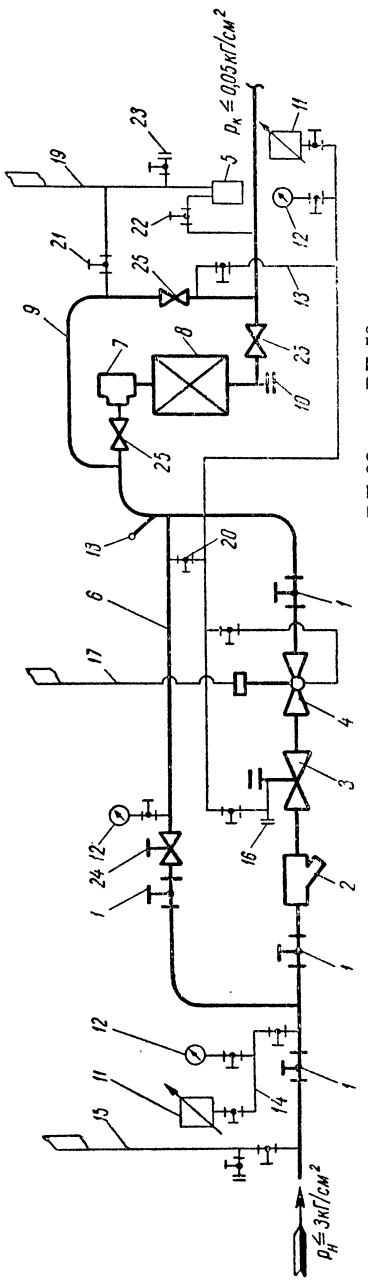


Рис. 9. Схема ГРП с регулятором типа РД-32 или РД-50:

1 — кран; *2* — газовый фильтр; *3* — предохранительный запорный клапан; *4* — регулятор давления; *5* — гидравлический предохранитель; *6* — обводной газопровод; *7* — фильтр-ревизия; *8* — газовый ротационный счетчик; *9* — обводной газопровод; *10* — угольник с пробкой; *11* — регистрирующий манометр; *12* — показывающий манометр; *13* — импульсный трубопровод конечного давления; *14* — импульсный трубопровод начального давления; *15* — продувочный трубопровод; *16* — штуцер с пробкой; *17* — сбросная трубка от регулятора; *18* — технический термометр; *19* — продувочный (выхлопной) трубопровод; *20* — перемычка с краном для настройки регулятора; *21* — перемычка с краном; *22* — кран на приемном штуцере гидравлического предохранителя; *23* —штуцер с краном и пробкой для взятия пробы и настройки предохранителя; *24* — вентиль; *25* — задвижка.

а) очистку газа, до того как он вступит в соприкосновение с притертыми поверхностями газорегулирующего оборудования; б) перекрытие потока газа, до того как он может войти в помещение через неисправный регулятор; в) предотвращение повышения давления газа после регулятора за счет утечек через неплотности клапана в нем в период кратковременного отсутствия потребления газа агрегатами путем частичного сброса газа через выхлопной клапан в атмосферу и недопущения, таким образом, срабатывания предохранительного запорного клапана. Через этот же выхлопной клапан может осуществляться частичный сброс газа и в процессе работы регулятора, когда минимальный расход газа за ним является меньшим по величине, чем пропускная способность его неплотностей, образовавшихся в результате эрозии притертых поверхностей регулирующего клапана.

Указанные выше соображения подтверждают целесообразность размещения выхлопного клапана на участке газопровода после счетчика, а не до него.

На приемном штуцере предохранительного выхлопного клапана устанавливается отключающее устройство *22*, позволяющее производить ремонт или замену предохранителя или замену жидкости в нем без выключения ГРП. Это отключающее устройство при работе ГРП должно находиться в открытом положении и быть опломбировано.

К выхлопному трубопроводу *19* подключается перемычка с краном *21*, дающая возможность производить продувку газопровода конечного давления и обеспечивающая расход газа, необходимый для настройки ГРП.

Ротационный газовый счетчик *8* должен иметь: а) фильтр-ревизию *7* для дополнительной очистки газа перед счетчиком, б) обводной газопровод *9* для работы помимо счетчика, в) штуцер с пробкой *10* для выпуска раствора при промывке счетчика.

Отключающие устройства перед счетчиком и после него должны быть размещены так, чтобы была возможность производить промывку счетчика без демонтажа его.

Технический термометр *18* для измерения температуры газа должен размещаться после регулятора, так как разность температур газа до регулятора и после него в результате дросселирования может достигать значительных величин. Этот термометр должен быть установлен до счетчика и на таком участке газопровода, где происходит постоянный обмен потока газа. Поскольку потери давления в газовом счетчике по сравнению с общими расчетными потерями давления в газопроводе от ГРП до газовых горелок в условиях низкого давления являются значительными, то с целью создания наибольшей стабильности давления газа перед газовыми горелками на агрегатах импульс конечного давления к предохранительному запорному клапану и регулятору давления целесо-

образно отбирать из газопровода после счетчика. При этом длина импульсной трубки должна быть не более 20 *м*. Наилучшим местом для отбора импульса конечного давления к газорегулирующему оборудованию является обводной газопровод *9* на участке, расположенном после задвижки на нем, по направлению движения газа по нему, так как в этом месте газовый поток является выровненным. При этом для возможной настройки регулятора без заполнения газом всего участка газопровода, расположенного после счетчика, необходимо предусматривать специальную перемычку *20* с краном на ней. При работе ГРП этот кран должен находиться в закрытом положении. На импульсном трубопроводе конечного давления к предохранительному запорному клапану устанавливается кран и штуцер *16* за ним для подключения переносного манометра, необходимого при настройке запорного клапана. От регулятора давления *4* выводится специальный сбросной трубопровод *17*, обеспечивающий выброс газа в атмосферу в случае разрыва мембраны регулятора. Поскольку давления газа до ГРП и после него по величине резко отличаются друг от друга, то продувка газопровода до ГРП должна производиться без пуска газа в газопровод, находящийся под низким конечным давлением. С этой целью на схеме показан отдельный продувочный трубопровод *15*.

Следует особо подчеркнуть, что в рассматриваемой схеме объединение трубопроводов *15*, *17* и *19* в один общий трубопровод является недопустимым. Для наблюдения за режимом давления газа до ГРП и после него необходимо устанавливать показывающие манометры *12* и регистрирующие манометры *11*. В соответствии с характеристикой регуляторов давления типов РД-32 или РД-50 на схеме указано предельно допустимое давление газа после ГРП.

На рис. 10 представлена схема ГРП с регулятором типа РДС, имеющим командный прибор РУН-I-00. ГРП по этой схеме обеспечивает после себя давление газа, не превышающее $p_к \leqslant 0{,}15$ *кГ/см*^{2}.

В основном эта схема аналогична предыдущей и отличается от нее лишь тем, что в ней применен регулятор давления с командным прибором РУН-I-00 и прямой фильтр с подключенным к нему дифманометром для наблюдения за перепадом (потерей) давления в фильтре.

Для устойчивой работы регулятора типа РДС сбросная трубка *17* от командного прибора должна быть подключена к участку газопровода за регулятором, в месте, где поток газа является выровненным. При работе регулятора кран на сбросной трубке *17* должен находиться в открытом положении.

Кроме этого, на схеме показан вариант установки двух газовых ротационных счетчиков. Счетчики могут подключаться к газопроводу только параллельно и не более двух, так как из-за неодина-

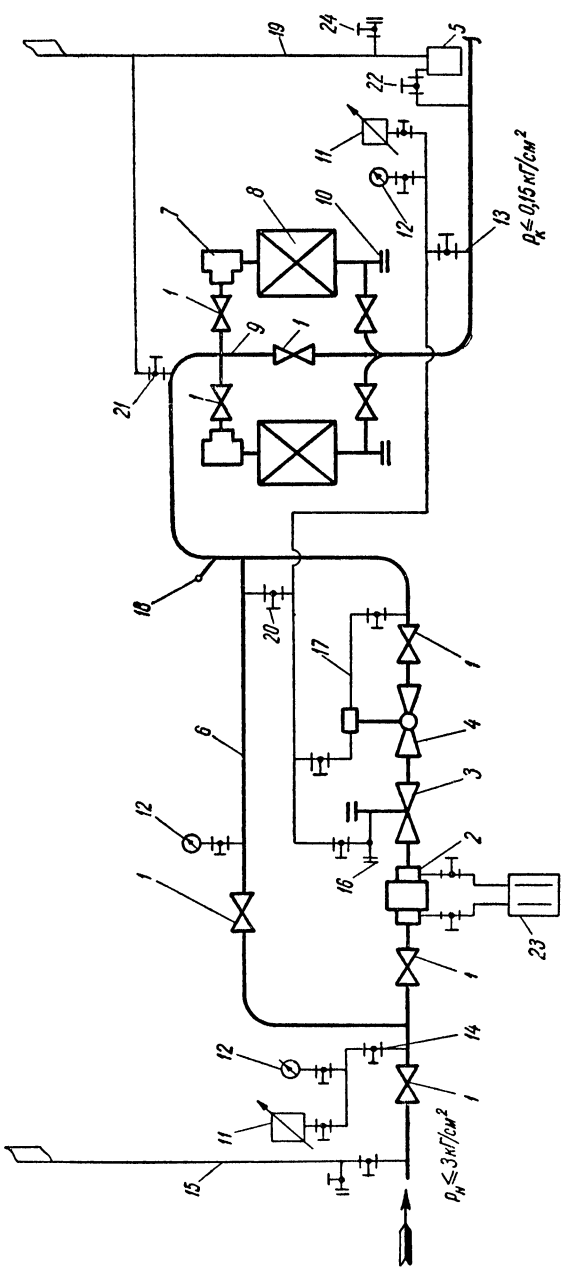


Рис. 10. Схема ГРП с регулятором типа РДС, имеющим командный прибор типа РУН-1-00:

1 — задвижка; *2* — газовый фильтр; *3* — предохранительный запорный клапан; *4* — регулятор давления; *5* — гидравлический предохранитель; *6* — обводной газопровод; *7* — фильтр-ревизия; *8* — газовый ротационный счетчик; *9* — обводной газопровод; *10* — угольник с пробкой; *11* — регистрирующий манометр; *12* — показывающий манометр; *13* — импульсный трубопровод конечного давления; *14* — импульсный трубопровод начального давления; *15* — продувочный трубопровод; *16* — штуцер с пробкой; *17* — сбросная трубка от регулятора; *18* — технический термометр; *19* — продувочный (выхлопной) трубопровод; *20* — перемычка с краном для настройки регулятора; *21* — перемычка с краном; *22* — кран на приемном штуцере гидравлического предохранителя; *23* — дифманометр; *24* — штуцер с краном и пробкой для взятия пробы и настройки предохранителя.

ковых перепадов давления в них один из счетчиков работает с большой перегрузкой, ведущей к преждевременному выходу из строя отдельных частей его.

В соответствии с характеристикой гидравлического выхлопного клапана на схеме указано предельно допустимое давление газа после ГРП.

На рис. 11 представлена схема ГРП с регуляторами типов РСД-32 или РСД-50. ГРП по этой схеме обеспечивает после себя среднее давление газа, не превышающее $p_к \leqslant 1$ *кГ/см*^{2}. Поскольку в схеме применен регулятор типа РД с пристроенным к нему командным прибором, то рассматриваемая схема аналогична схеме, показанной на рис. 9 и отличается от нее лишь дополнительной импульсной коммуникацией. Начальное и конечное давления газа в этой схеме относятся к категории среднего давления, поэтому появилась возможность объединить продувочные трубопроводы от газопроводов начального и конечного давлений в один общий трубопровод.

В связи с тем, что перепад давлений в газовом ротационном счетчике в рассматриваемой схеме не оказывает существенного влияния на располагаемое давление газа перед горелками, стало возможным импульс конечного давления к предохранительному запорному клапану и регулятору давления отбирать от газопровода до счетчика, а не после него, как это имело место в предыдущих схемах. В этих условиях наилучшим местом для отбора импульса конечного давления является обводной газопровод, в котором газовый поток находится в наиболее спокойном состоянии.

Подача газа начального давления к командному прибору осуществляется по специальному импульсному трубопроводу *17*, а сброс газа из него по сбросной трубке *19*.

В соответствии с характеристикой газового ротационного счетчика на схеме указано предельно допустимое давление газа после ГРП.

На рис. 12 представлена схема ГРП с универсальным регулятором типа РДУК2, имеющим командный прибор КН2-00. ГРП по этой схеме обеспечивает после себя среднее давление, не превышающее $p_к \leqslant 6000$ *мм вод. ст.*

Отличительной особенностью этой схемы является наличие регулятора типа РДУК2 и измерительных диафрагм с относящимися к ним импульсными коммуникациями.

Подача импульсов начального давления от регулирующего клапана *4* в командный прибор *5* обеспечивается по трубке *14*. По трубке *17* осуществляется подача газа из командного прибора одновременно в подмембранную часть регулирующего клапана через дроссель *24* и в газопровод конечного давления через трубку *7*, имеющую дроссель *23*.

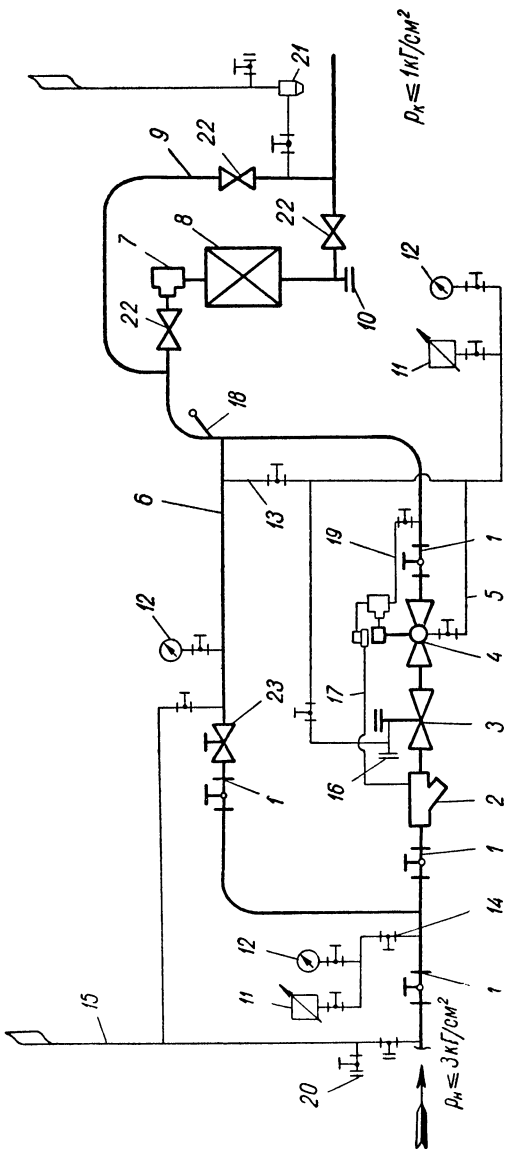


Рис. 11. Схема ГРП с регулятором типа РСД-32 и РСД-50:

1 — кран; *2* — газовый фильтр; *3* — предохранительный запорный клапан; *4* — регулятор давления; *5* — выносной импульсный трубопровод конечного давления к регулятору; *6* — обводной газопровод; *7* — фильтр-ревизия; *8* — газовый ротационный счетчик; *9* — обводной газопровод; *10* — угольник с пробкой; *11* — регистрирующий манометр; *12* — показывающий манометр; *13* — импульсный трубопровод конечного давления; *14* — импульсный трубопровод начального давления; *15* — продувочный трубопровод; *16* — штуцер с пробкой; *17* — импульсный трубопровод начального давления к командному прибору регулятора; *18* — технический термометр; *19* — сбросная трубка от регулятора; *20* — штуцер с краном и пробкой для взятия пробы; *21* — предохранительный выхлопной пружинный клапан; *22* — задвижка; *23* — вентиль.

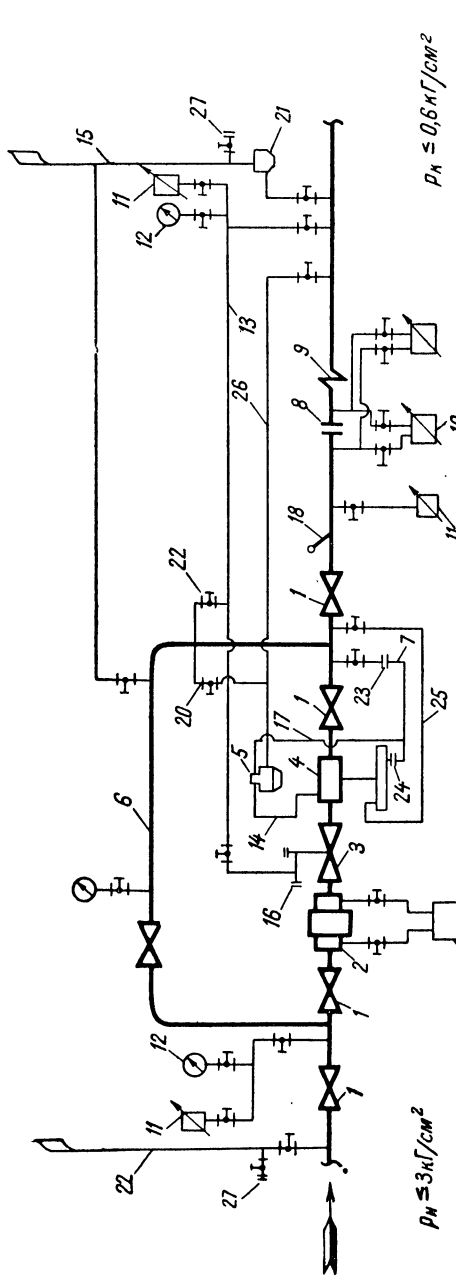


Рис. 12. Схема ГРП с регулятором типа РДУК2-100, имеющим командный прибор КН2-00:

1 — задвижка; *2* — газовый фильтр; *3* — предохранительный запорный клапан; *4*, *5* — регуляторы давления типа РДУК2-100; *6* — обводной газопровод; *7* — сбросной трубопровод от командного прибора в газопровод конечного давления; *8* — измерительная диафрагма; *9* — линзовый компенсатор; *10* — расходомер; *11* — регистрирующие манометры; *12* — показывающие манометры; *13* — импульсный трубопровод конечного давления; *14* — импульсный трубопровод начального давления к командному прибору; *15* — продувочный (выхлопной) трубопровод; *16* — штуцер с пробкой; *17* — сбросной трубопровод от командного прибора; *18* — технический термометр; *19* — дифманометр; *20* — перемычка для настройки регулятора; *21* — предохранительный выхлопной пружинный клапан; *22* — перемычка для настройки предохранительного запорного клапана; *23*, *24* — дроссели; *25* — импульсный трубопровод конечного давления в надмембранную часть регулирующего клапана; *26* — импульсный трубопровод конечного давления в надмембранную часть командного прибора; *27* — штуцер с краном и пробкой для взятия пробы и настройки клапана.

Импульс конечного давления в надмембранную часть регулирующего клапана подается по трубке *25*. Поскольку трубки *7* и *25* подключены к газопроводу за первой задвижкой после клапана, на них устанавливаются краны, обеспечивающие возможный ремонт основного газорегулирующего оборудования при работе по обводной линии *6*.

Подача импульса конечного давления в надмембранную часть командного прибора *5* осуществляется по трубке *26*, а под мембрану головки предохранительного запорного клапана — по трубке *13*.

Так как объемы камер предохранительного запорного клапана и командного прибора различные, то объединение импульсных трубок *13* и *26* в один трубопровод является недопустимым. По этим соображениям также не допускается объединение импульсных трубок *7* и *25*.

Место отбора импульса по трубкам *13* и *26* целесообразно выбирать на газопроводе после измерительной диафрагмы. Это дает возможность увеличить стабилизацию давления газа перед газовыми горелками за счет уменьшения потерь давления газа в газопроводе до горелок.

Для настройки газорегулирующего оборудования ГРП без заполнения газом всего участка газопровода, расположенного после места отбора импульса конечного давления, предусматриваются специальные перемычки *20* и *22* и краны на них. При наличии задвижки на газопроводе (после места отбора импульса конечного давления) перемычки устанавливать не нужно.

Пункт замера расхода газа в этой схеме представлен в виде измерительной диафрагмы, работающей в комплекте с одним из двух расходомеров. На этой схеме показан предохранительный пружинный выхлопной клапан *21* с пружиной на среднее давление. Для замены этого клапана и его настройки устанавливается соответственно кран перед ним и штуцер с краном и пробкой *27* после него. При подключении ГРП к газопроводу высокого давления перед фильтром и на обводном газопроводе к ГРП необходимо предусматривать по две задвижки *1* с установкой продувочного трубопровода между ними.

В соответствии с характеристикой пружинного выхлопного клапана на схеме указано предельно допустимое давление газа после ГРП.

На рис. 13 представлена схема ГРП с двумя регуляторами типа РДС, имеющими командные приборы КВ2-00. ГРП по этой схеме обеспечивает после себя среднее давление, не превышающее $p_к \leqslant 3$ *кГ/см*^{2}. Отличительной чертой этой схемы является то, что: а) ГРП состоит из двух параллельно расположенных линий регулирования, работающих на один газовый коллектор; б) в ГРП подается газ высокого давления $p \leqslant 12$ *кГ/см*^{2}; в) пункт

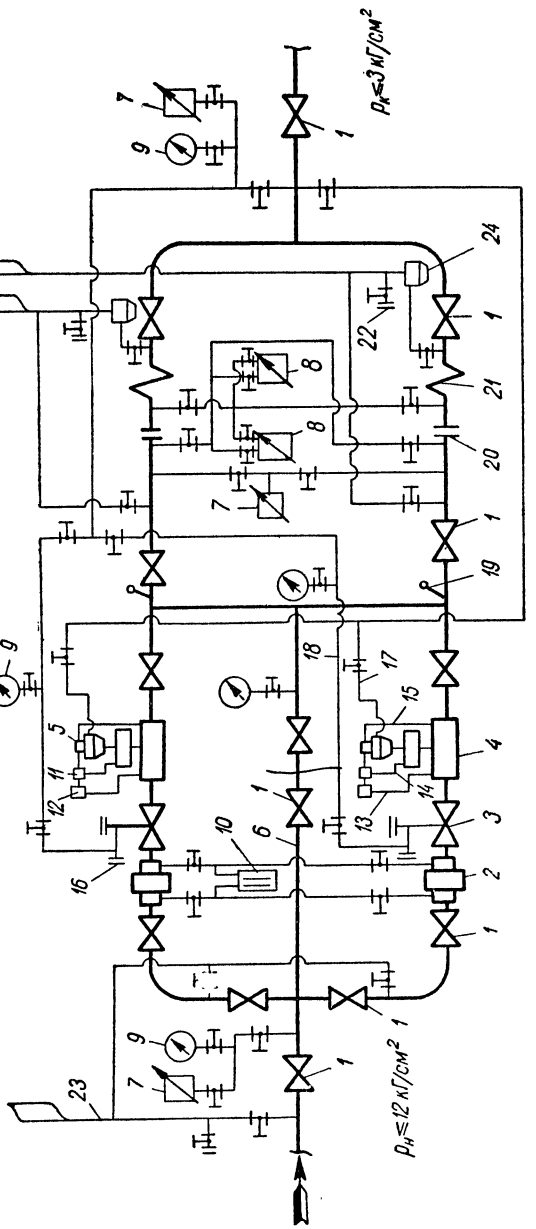


Рис. 13. Схема ГРП с двумя регуляторами типа РДС, имеющими командные приборы КВ2-00:

1 — задвижка; *2* — газовый фильтр; *3* — предохранительный запорный клапан; *4* — регулятор давления; *5* — командный прибор КВ2-00; *6* — обводной газопровод; *7* — регистрирующий манометр; *8* — расходомер; *9* — показывающий манометр; *10* — дифманометр; *11* — дроссель; *12* — уравнительный клапан; *13* — импульсный трубопровод начального давления к командному прибору; *14* — перепускной трубопровод; *15* — сбросной трубопровод от командного прибора; *16* — штуцер с пробкой; *17* — импульсный трубопровод конечного давления к командному прибору; *18* — импульсный трубопровод конечного давления к предохранительному запорному клапану; *19* — технический термометр; *20* — измерительная диафрагма; *21* — линзовый компенсатор; *22* — штуцер с краном и пробкой для взятия пробы; *23* — продувочный трубопровод; *24* — предохранительный выхлопной пружинный клапан.

замера расхода газа оборудован двумя измерительными диафрагмами.

Расположение основного газорегулирующего оборудования на каждой линии регулирования аналогично предыдущим схемам. При подаче газа в ГРП от газопровода высокого давления перед каждой линией регулирования должны устанавливаться два отключающих устройства, участки газопроводов между которыми соединяются с продувочным трубопроводом начального давления. Это дает возможность надежно отключать одну из линий регулирования в случае ремонта оборудования на ней. Давление газа в газопроводах до ГРП и после него резко различно, поэтому продувочные трубопроводы от них должны быть выведены раздельно.

Дифманометр для определения перепада давления может быть установлен на каждом фильтре отдельно или один общий с переключением, как это показано на рассматриваемой схеме.

Для удобства наблюдения, кроме общего показывающего манометра, устанавливаемого на общем сборном коллекторе после ГРП, необходимо устанавливать такой же манометр на каждой линии регулирования, желательно в непосредственной близости от регулятора.

Пункт замера расхода газа с помощью измерительных диафрагм целесообразно располагать после ГРП. В этом случае схема получается компактной, экономичной, не требующей дополнительной установки фильтров для обязательной очистки газа до диафрагмы. Для облегчения разъема фланцевых соединений в случае осмотра или замены диафрагмы *20* рекомендуется устанавливать линзовый компенсатор *21*, который может размещаться на участке газопровода после диафрагмы на расстоянии от нее не менее 2,5 диаметров газопровода. Методика определения длин прямых участков газопровода до и после диафрагмы согласно действующим правилам 27—54 Комитета стандартов, мер и измерительных приборов при Совете Министров СССР приведена в главе IV.

Для введения в показания расходомера *8* поправок на давление и температуру газа, перед диафрагмой устанавливается регистрирующий манометр *7* и показывающий технический термометр *19*. С целью уменьшения колебания давления в газопроводе после ГРП импульс конечного давления к предохранительному запорному клапану и регулятору давления отбирается от участка газопровода после диафрагмы.

Перед каждой диафрагмой устанавливаются задвижка *1* и продувочный трубопровод для возможного сброса давления газа при осмотре или ремонте диафрагм. Так как из двух измерительных диафрагм одна является резервной, то целесообразно иметь один комплект, состоящий из двух регистрирующих приборов, с возможностью переключения его на каждую диафрагму отдельно.

Импульсные трубки конечного давления к предохранительному запорному клапану и к командному прибору объединять между собой не допускается. Импульсные трубки *13*, *14* и *15*, а также дроссель *11* и уравнительный клапан *12* поставляются в комплекте с регулятором. В соответствии с характеристикой регулятора

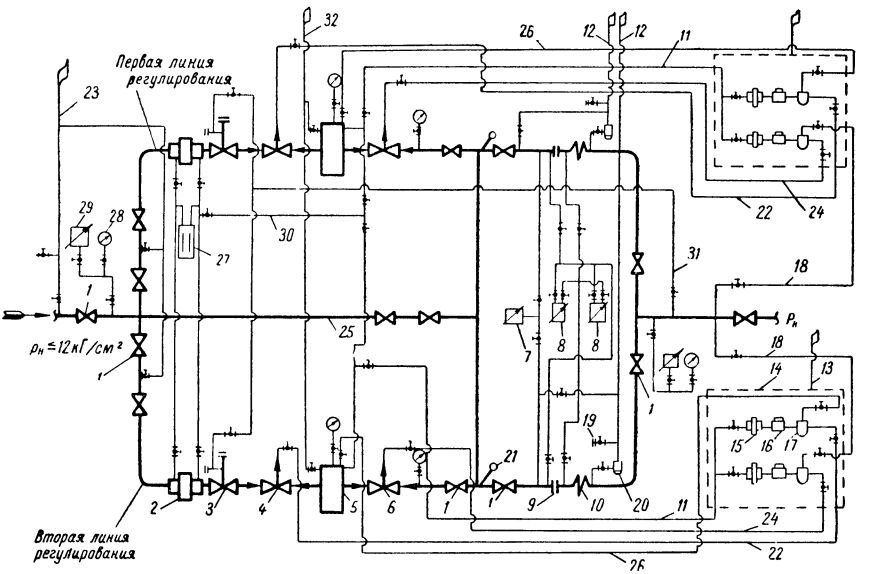


Рис. 14. Схема ГРП с двумя двухступенчатыми линиями регулирования, имеющими регуляторы непрямого действия типа 04-МСТМ или 04-МСС или РД:

1 — задвижка; *2* — газовый фильтр; *3* — предохранительный запорный клапан; *4* — регулирующий клапан первой ступени; *5* — ресивер; *6* — регулирующий клапан второй ступени; *7* — регистрирующий манометр; *8* — расходомер; *9* — измерительная диафрагма; *10* — линзовый компенсатор; *11* — трубопровод для питания регуляторов давления; *12* — выхлопной трубопровод; *13* — вытяжной трубопровод; *14* — герметичный металлический шкаф; *15* — газовый фильтр; *16* — редуктор; *17* — регулятор непрямого действия; *18* — импульсный трубопровод конечного давления второй ступени; *19* — штуцер с краном и пробкой для взятия пробы и настройки клапана; *20* — предохранительный выхлопной пружинный клапан; *21* — технический термометр; *22* — импульсный трубопровод от регулятора давления к регулирующему клапану первой ступени; *23* — продувочный трубопровод; *24* — импульсный трубопровод от регулятора к регулирующему клапану второй ступени; *25* — обводной газопровод; *26* — импульсный трубопровод конечного давления первой ступени; *27* — дифманометр; *28* — показывающий манометр; *29* — регистрирующий манометр; *30* — трубопровод для первоначального заполнения ресиверов; *31* — импульсный трубопровод конечного давления второй ступени к предохранительному запорному клапану; *32* — продувочный трубопровод от ресиверов.

типа РДС с командным прибором КВ2-00, на схеме указано предельно допустимое давление газа после ГРП.

На рис. 14 представлена схема ГРП с двумя регуляторами непрямого действия типов 04-МСС или 04-МСТМ или РД. ГРП по этой схеме обеспечивает после себя: с регуляторами типов 04-МСС или 04-МСТМ — низкое, среднее или высокое давление газа, а с регулятором типа РД — среднее и высокое давление.

Эта схема может рекомендоваться для крупных энергетических установок и предприятий с большим потреблением газа, подключаемых к газопроводам высокого давления.

В этой схеме предусматриваются две параллельные линии регулирования; обе являются рабочими и взаимозаменяемыми с таким расчетом, чтобы при выходе из строя одной линии вторая могла бы обеспечить максимальный часовой расход газа. Следовательно, каждая линия регулирования должна быть рассчитана на максимальный часовой расход газа.

При установке в ГРП трех и более линий регулирования пропускная способность каждой из них должна быть рассчитана так, чтобы при выходе из строя одной линии остальные могли бы обеспечить максимальный часовой расход газа.

С целью придания схеме большей маневренности в ней предусматриваются две измерительные диафрагмы *9*, обеспечивающие бесперебойную подачу газа в случае планового осмотра или замены одной из них. Кроме того, для предприятий с резко переменным режимом потребления газа рекомендуется устанавливать не один, а два расходомера *8*, имеющие разные шкалы диаграмм. В соответствии с этим в работе должна находиться только одна измерительная диафрагма, а вторая — в резерве.

Для большей устойчивости и надежности регулирования и меньшего шума в период эксплуатации рекомендуется применять вариант двухступенчатого регулирования газа. Как показала практика эксплуатации ГРП на многих ленинградских предприятиях, установка на каждой линии двух последовательных ступеней регулирования с устройством емкости между ними является целесообразной. Она обеспечивает надежную устойчивость регулирования конечного давления и меньший шум.

На каждой линии регулирования устанавливается газовый фильтр *2*, предохранительный запорный клапан *3*, регулирующий клапан *4* первой ступени, ресивер *5*, регулирующий клапан *6* второй ступени, измерительная диафрагма *9*, линзовый компенсатор *10* и пружинный выхлопной клапан *20*.

Перед каждым регулятором давления непрямого действия *17* устанавливается газовый фильтр *15* для дополнительной очистки газа, поступающего в регулятор *17*, и редуктор *16* для снижения давления и поддержания его постоянства на входе в регулятор. Регуляторы давления первой ступени являются командными приборами для регулирующих клапанов первой ступени, регуляторы давления второй ступени являются командными приборами для регулирующих клапанов второй ступени.

Давление газа перед редуктором *16* должно быть не менее *2* и не более 10 *кГ/см*^{2}. Поэтому для питания регулятора *17* подача газа в рассматриваемой схеме осуществляется по трубопроводу *11*, подключенному к ресиверу *5*, в котором давление газа должно

быть меньше 10 *кГ/см*^{2}, так как он расположен после первой ступени регулирования.

Для первоначального заполнения ресивера *5* газом до давления в нем не свыше 10 *кГ/см*^{2} предусматривается перемычка *30* с краном, по которой газ начального давления перепускается в ресивер.

Импульс конечного давления газа к регулятору первой ступени регулирования поступает по трубопроводу *26*, подключенному к ресиверу *5*. Импульс конечного давления к регулятору второй ступени регулирования поступает по трубопроводу *18*, подключенному к газопроводу после измерительной диафрагмы *9*. Импульс давления газа от регулятора *17* к регулирующему клапану *4* первой ступени регулирования поступает по трубопроводу *22*. Импульс давления газа от регулятора *17* к регулирующему клапану второй ступени регулирования поступает по трубопроводу *24*. Импульс конечного давления газа, после второй ступени регулирования к предохранительному запорному клапану, поступает по трубопроводу *31*.

Сброс газа в атмосферу при настройке регулятора первой ступени регулирования производится через продувочный трубопровод *32*, подключенный к ресиверу, а при настройке регулятора второй ступени регулирования — через выхлопной трубопровод *12*.

Во избежание срабатывания предохранительного запорного клапана в период кратковременного прекращения потребления газа агрегатами или в период минимальных расходов газа, величина которых меньше минимальной пропускной способности регулирующих клапанов (что может иметь место при неровностях соприкасающихся поверхностей клапана и седла), на каждой линии регулирования после измерительной диафрагмы устанавливается предохранительный выхлопной клапан *20*. На приемном штуцере этого клапана устанавливается отключающее устройство для замены клапана при его неисправности, а на выхлопном трубопроводе *12* — штуцер с краном и пробкой *19* для настройки и проверки плотности клапана путем отбора и анализа пробы среды после него.

Для крупных энергетических установок действующими правилами безопасности Госгортехнадзора допускается возможность работы ГРП без предохранительного запорного клапана. В этих случаях в ГРП, кроме предохранительного выхлопного клапана, устанавливаемого на общих основаниях, необходимо предусматривать звуковую и световую сигнализации о повышении и понижении конечного давления газа.

Кроме того, должна быть установлена задвижка с электроприводом на межцеховом газопроводе перед ГРП и специальный прибор — электроконтактный манометр, обеспечивающий автома-

тическое включение электропривода задвижки для прекращения поступления газа в ГРП при аварийном повышении или понижении давления газа за ним. Этот прибор устанавливается на газопроводе после ГРП.

Каждый регулятор давления непрямого действия в процессе работы сбрасывает в окружающую его атмосферу газ в объеме до 0,7 $м^3/час$. Поэтому при размещении этих регуляторов давления в помещении ГРП их необходимо заключать в герметичный металлический шкаф *14* с выводом из него вытяжного трубопровода *13*.

Для удобства обслуживания и эксплуатации целесообразно размещать по два регулятора в одном шкафу: регуляторы первой линий регулирования в одном шкафу и регуляторы второй линии регулирования — в другом. В этом случае при выключении одной из линий регулирования полностью прекращается сброс газа регуляторами, расположенными в одном шкафу, что в значительной степени улучшает условия для производства ремонта и осмотра оборудования, имеющегося в нем.

При питании регулятора не газом, а воздухом последний должен быть очищенным и осушенным и подаваться в регулятор бесперебойно с таким расчетом, чтобы случаи отключения ГРП по причине остановки источников питания регулятора были исключены или сведены к минимуму. При этом необходимость в установке герметичных металлических шкафов отпадает.

В соответствии с указанным ранее делением ГРП рекомендуются следующие режимы настройки газорегулирующего оборудования, обеспечивающие нормальную работу как самих агрегатов, переводимых на газовое топливо, так и газовых горелок, устанавливаемых на них.

ГРП низкого конечного давления

Регулятор давления

$$p_р = p_г + H, \tag{1}$$

где $p_р$ — конечное давление газа при номинальном режиме, на которое настраивается регулятор, *мм вод. ст.*;

$p_г$ — давление газа перед горелками при номинальном режиме работы агрегатов, *мм вод. ст.*;

H — потери давления в газопроводе от места отбора импульса конечного давления до наиболее удаленной горелки при номинальном режиме работы агрегатов, *мм вод. ст.*

Пружинный или гидравлический выхлопной клапан

$$p_{вк} = p_р \times (1{,}25 - 1{,}5), \tag{2}$$

где $p_{вк}$ — высота уровня жидкости в клапане при его заполнении, или давление, на которое настраивается пружинный выхлопной клапан, *мм вод. ст.*

Предохранительный запорный клапан

$$p_{пов}^{макс} = p_р \times 2, \tag{3}$$

$p_{пон}^{макс}$ — устанавливается проектом,

где $p_{пов}^{макс}$ — максимальное давление, на которое настраивается запорный клапан при повышении давления, *мм вод. ст.*;

$p_{пон}^{макс}$ — максимальное давление, на которое настраивается запорный клапан при понижении давления; устанавливается проектом в зависимости от пределов устойчивой работы газогорелочных устройств, принятых к установке на агрегатах, и принимается равным этим пределам.

ГРП среднего конечного давления

Регулятор давления и предохранительный выхлопной клапан настраиваются по аналогии с оборудованием в ГРП низкого конечного давления.

Предохранительный запорный клапан

$$p_{пов}^{макс} = p_р \times 1{,}5, \tag{4}$$

$p_{пон}^{макс}$ — устанавливается проектом,

где $p_{пов}^{макс}$ — максимальное давление, на которое настраивается запорный клапан при повышении давления, *мм вод. ст.*;

$p_{пон}^{макс}$ — максимальное давление, на которое настраивается запорный клапан при понижении давления; устанавливается по аналогии с предохранительным запорным клапаном низкого давления.

ГРП высокого конечного давления

Регулятор давления, предохранительный запорный и выхлопной клапаны настраиваются по аналогии с оборудованием в ГРП среднего конечного давления.

При настройке ГРП не разрешается превышать предельные значения давлений, допускаемые конструкциями как газорегулирующего, так и газогорелочного оборудования.

На основании паспортных данных заводов-изготовителей проектные организации обычно указывают следующие пределы максимально допустимых давлений газа, на которые настраиваются предохранительные запорные клапаны при понижении давления газа за регулятором ($p_{пон}^{макс}$):

$p_{пон}^{макс} = 300$ *мм вод. ст.* — для запорных клапанов типа ПК, ПЗКс, ПКН.

$p_{пон}^{макс} \leqslant 50$ *мм вод. ст.* — для запорных клапанов типа ПЗКн-32 и ПЗКн-50-III.

$p_{пон}^{макс} \leqslant 3000$ *мм вод. ст.* — для запорных клапанов типа ПКВ.

Практикой эксплуатации ГРП в Ленинграде установлено, что указанные выше пределы настройки запорных клапанов могут быть значительно увеличены за счет замены заводских грузов на запорных клапанах на грузы той же толщины, но большего диаметра (из-за ограниченной длины верхней части штока). Поэтому в необходимых случаях увеличение значения $p_{пон}^{макс}$ является возможным и может быть осуществлено путем установки новых грузов, подбираемых в процессе накладки.

При вынужденном в эксплуатационных условиях отклонении от номинального режима работы газовых горелок, например при переходе с четырех горелок на три с сохранением той же теплопроизводительности, режим настройки газорегулирующего оборудования ГРП изменяется в соответствии с указанными выше соображениями.

5. Схемы цеховых газопроводов

Назначение цеховых газопроводов состоит в том, чтобы обеспечить подачу газа от ввода межцехового газопровода в цех до главных отключающих устройств на агрегатах.

В большинстве случаев цеховые газопроводы укладываются в виде отдельных тупиковых ответвлений. Иногда они укладываются в виде замкнутой системы газопроводов одинакового диаметра, на которых устанавливаются дополнительные отключающие устройства для возможного отключения отдельных участков газопровода в случае ремонта их. Последний вид укладки применяется для особо ответственных цехов, в которых излишнее металловложение в газопровод оправдывается особыми технологическими требованиями.

Следует отметить, что практика закольцовывания цеховых газопроводов, транспортирующих осушенные и очищенные газы, была механически перенесена из опыта эксплуатации газопроводов, транспортировавших влажные плохо очищенные газы, вы-

рабатываемые местными газогенераторными станциями предприятий. Для этих газов необходимость закольцовывания цеховых газопроводов в большинстве случаев оправдывалась тем, что газопроводы требовали постоянной очистки от пыли, смолки, нафталина и т. п. без прекращения подачи газа к агрегатам.

В условиях современного высокоорганизованного газоснабжения предприятий горючими природными и искусственными газами необходимость закольцовывания цеховых газопроводов может быть оправдана лишь для особо важных по своей значимости производственных цехов.

При большой протяженности цехового газопровода и большом количестве агрегатов, питающихся от него, рекомендуется устанавливать дополнительные отключающие устройства, разделяющие цеховой газопровод по всей его трассе на ремонтные участки. Такое деление газопровода позволяет вести ремонтные работы по участкам: а) без отключения агрегатов, присоединенных к начальным участкам; б) без сброса газа в атмосферу из всего цехового газопровода в целом или вынужденного снижения давления газа в нем до предела, обеспечивающего безопасное производство ремонтных работ на нем.

Для рассматриваемых схем цеховых газопроводов общими являются следующие положения:

а) установка отключающих устройств на вводе газопровода в цех независимо от наличия отключающих устройств, располагаемых на ответвлениях межцехового газопровода;

б) установка показывающего манометра после отключающего устройства на вводе газопровода в цех;

в) установка главных отключающих устройств на ответвлениях газопровода к агрегатам;

г) установка в конце цехового газопровода продувочного трубопровода, к которому, как правило, подключаются объединенные продувочные трубопроводы от ответвлений газопровода к агрегатам;

д) установка отключающего устройства на больших по протяженности ответвлениях газопроводов к группе агрегатов.

На рис. 15 представлена схема цехового газопровода среднего или низкого давлений с цеховым пунктом замера расхода газа. Эта схема рекомендуется для цехов, получающих газ среднего или низкого давлений от центральных ГРП или цеховых ГРП, расположенных в существующих пристройках с ограниченной площадью, или непосредственно от распределительных газопроводов низкого давления. При установке цехового ГРП непосредственно в помещении цеха отключающее устройство и манометр на вводе газопровода в цех могут не устанавливаться, так как они предусматриваются схемой цехового ГРП.

При расходах газа, превышающих пропускную способность двух газовых счетчиков, рекомендуется устанавливать измерительную диафрагму по аналогии с приведенными ранее схемами.

На рис. 16 представлена схема цехового газопровода высокого давления с индивидуальным замером расхода газа на каждый агрегат. Эта схема рекомендуется для цехов, потребляющих газ высокого давления от центральных или цеховых ГРП, совмещенных с цеховыми пунктами замера расхода газа и расположенных вне помещений цехов. Так как к газопроводу высокого давления предъявляются более жесткие требования по безопасности, чем к другим, то на ответвлениях газопровода к агрегатам целесооб-

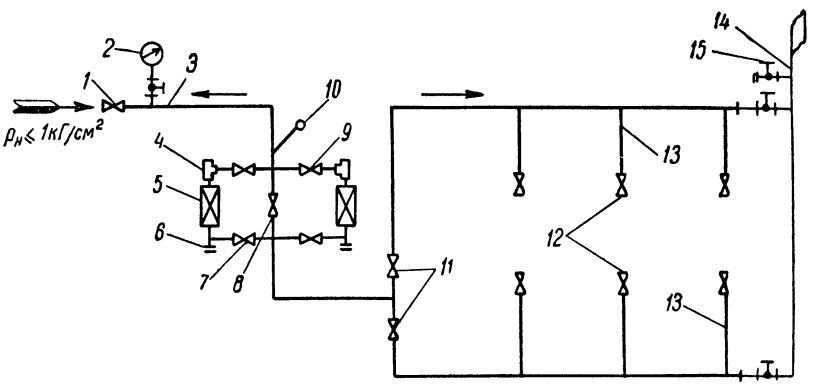


Рис. 15. Схема цехового газопровода среднего или низкого давления с цеховым пунктом замера расхода газа:

1 — отключающее устройство на вводе газопровода в цех; *2* — показывающий манометр; *3* — цеховой газопровод; *4* — фильтр-ревизия; *5* — газовый ротационный счетчик; *6* — угольник с пробкой; *7* — отключающее устройство после счетчика; *8* — отключающее устройство на обводном газопроводе; *9* — отключающее устройство до счетчика; *10* — технический термометр; *11* — отключающее устройство на ответвлении цехового газопровода; *12* — главное отключающее устройство на ответвлении газопровода к агрегату; *13* — ответвление газопровода к агрегату; *14* — продувочный трубопровод; *15* — штуцер с краном и пробкой для взятия пробы.

разно устанавливать два главных отключающих устройства между которыми врезается продувочный трубопровод для сброса утечек газа в случае осмотра или замены измерительной диафрагмы.

Для наиболее быстрого прекращения подачи газа высокого давления желательно иметь электропривод на отключающем устройстве, расположенном на вводе газопровода в цех.

Эта схема в части индивидуального замера расхода газа на каждый агрегат может быть применена для цехов, потребляющих газ среднего давления. В этом случае схема может быть упрощена за счет упразднения продувочного трубопровода *7* и оставления только одного главного отключающего устройства на ответвлении газопровода к агрегату.

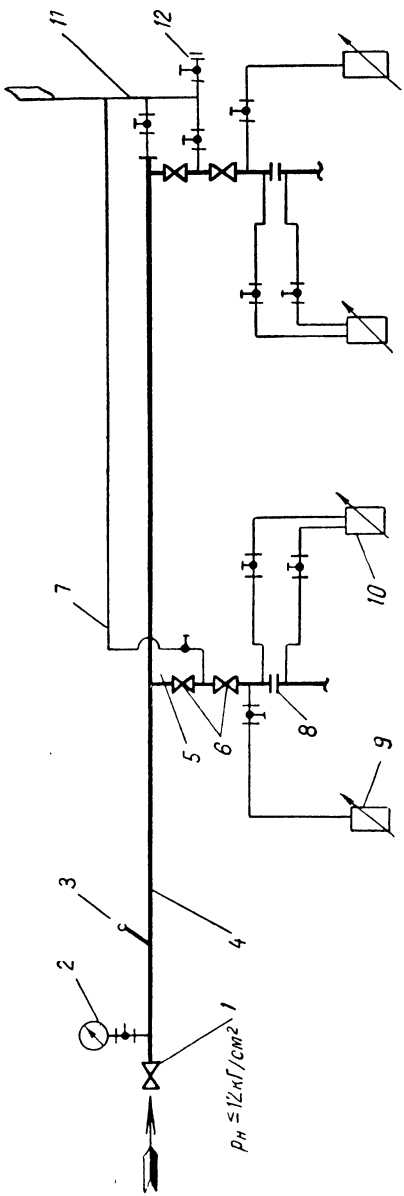


Рис. 16. Схема цехового газопровода высокого давления с индивидуальными пунктами замера расхода газа на каждый агрегат:

1 — отключающее устройство на вводе газопровода в цех; *2* — показывающий манометр; *3* — технический манометр; *4* — цеховой газопровод; *5* — ответвление газопровода к агрегату; *6* — главные отключающие устройства на ответвлении газопровода к агрегату; *7* — продувочный трубопровод; *8* — измерительная диафрагма; *9* — регистрирующий манометр; *10* — расходомер; *11* — объединенный продувочный трубопровод; *12* — штуцер с краном и пробкой для взятия пробы.

6. Схемы обвязочных газопроводов на агрегатах

Несмотря на многолетний опыт проектирования газоснабжения промышленных и коммунально-бытовых предприятий, накопленный различными специализированными в этой области проектными организациями, до сих пор нет единства схем обвязочных газопроводов на агрегатах, переводимых на газовое топливо.

Отсутствие возможности для большого выбора специальной газовой арматуры (ввиду ограниченного выпуска ее) вынуждает применять арматуру другого назначения, не приспособленную для надежного отключения газа.

Это обстоятельство, в известной мере, привело, как это будет видно ниже, к некоторому усложнению схем за счет применения в них дублирующих отключающих устройств и дополнительных трубопроводов, обеспечивающих безопасность эксплуатации агрегатов на газовом топливе. Ниже приводится обобщение отдельных, наиболее часто встречающихся в практике проектирования схем обвязочных газопроводов, которые могут быть рекомендованы для практического применения.

Следует заранее указать на то, что эти схемы не могут являться единственно допустимыми и исчерпывающими с точки зрения охвата ими всего разнообразия возможных вариантов обвязки, которые могут встретиться в процессе проектирования.

При разработке принципиальных схем обвязочных газопроводов на агрегатах в основу было положено стремление создать наибольшую безопасность эксплуатации агрегатов, работающих на газовом топливе, без излишнего неоправданного удорожания стоимости строительства за счет увеличения металловложений.

Введенная с 1957 г. в Ленинграде практика эксплуатации агрегатов, имеющих обвязочные газопроводы по этим схемам, показала, что количество хлопков и взрывов газовоздушной смеси в топках и дымоходах агрегатов значительно снизилось.

Прежде чем перейти к описанию преимуществ предлагаемых схем, необходимо остановиться на недостатках старых схем, являвшихся на протяжении значительного времени наиболее распространенными и продолжающими до настоящего времени являться действующими схемами в некоторых специализированных по газу проектных организациях.

Опыт эксплуатации агрегатов, работающих на газовом топливе, показал, что подавляющее большинство хлопков и взрывов в топках и дымоходах происходит не в процессе работы агрегатов, а в процессе пуска их. Поэтому любая схема, какой бы надежной она ни была для периода остановки агрегата, не может быть признана надежной и совершенной, если она не обеспечивает предотвращения утечек газа в топку в момент пуска агрегата.

Недостатком старых схем является то, что они не давали надежной гарантии от утечек газа в топку при продувке газопроводов, предшествующей самому ответственному моменту пуска — моменту зажигания газа, вытекающего из газовых горелок.

С этой точки зрения представляет интерес рассмотреть старую схему обвязочных газопроводов на агрегате, оборудованном инжекционными горелками среднего давления и отключающими устройствами — задвижками, представленную на рис. 17.

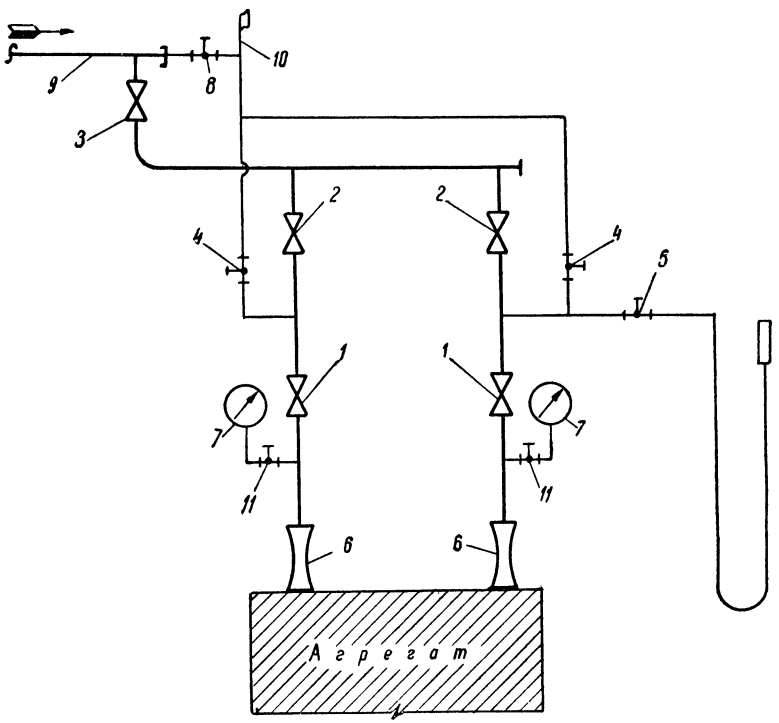


Рис. 17. Схема обвязочных газопроводов на агрегате (старая):

1 — рабочее отключающее устройство; *2* — контрольное отключающее устройство; *3* — главное отключающее устройство; *4* — кран на продувочном трубопроводе; *5* — кран на штуцере к запальнику; *6* — газовая инжекционная горелка среднего давления; *7* — показывающий манометр; *8* — кран на продувочном трубопроводе цехового газопровода; *9* — цеховой газопровод; *10* — объединенный продувочный трубопровод; *11* — кран на штуцере к манометру.

По этой схеме при продувке ответвления газопровода к агрегату необходимо открыть главное отключающее устройство *3* на агрегат, контрольное отключающее устройство *2* и кран *4* на продувочном трубопроводе. Все остальные отключающие устройства закрыты. Окончание продувки определяется взятием пробы смеси из запальника при открытии на нем крана *5*.

Легко видеть, что при отсутствии герметичности рабочего отключающего устройства *1* в период продувки газовоздушная смесь или газ могут выходить не только в атмосферу через открытый кран *4* на продувочном трубопроводе, но и непосредственно в топку агрегата через горелку *6*. В этом случае при внесении запальником в загазованную топку открытого огня может произойти хлопок или взрыв газовоздушной смеси большой разрушительной силы.

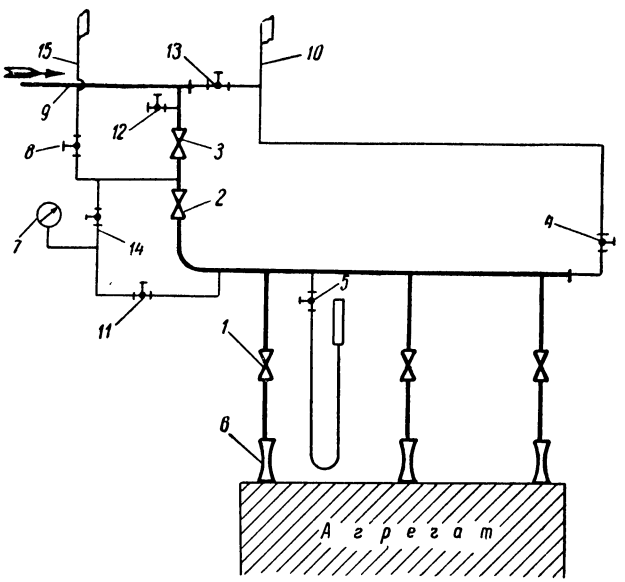


Рис. 18. Схема обвязочных газопроводов на агрегате (старая):

1 — рабочее отключающее устройство; *2* — контрольное отключающее устройство; *3* — главное отключающее устройство; *4* — кран на продувочном трубопроводе; *5* — кран на штуцере к запальнику; *6* — газовая инжекционная горелка среднего давления; *7* — показывающий манометр; *8* — кран на трубопроводе безопасности; *9* — цеховой газопровод; *10* — объединенный продувочный трубопровод; *11* — кран на штуцере к манометру; *12* — кран для взятия пробы; *13* — кран на продувочном трубопроводе цехового газопровода; *14* — перемычка с краном между манометром и трубопроводом безопасности; *15* — трубопровод безопасности.

На рис. 18 представлена еще одна старая схема обвязочных газопроводов, применяемая обычно в печном хозяйстве. С точки зрения безопасности она, как и предыдущая, не может быть признана надежной.

По этой схеме при продувке ответвления газопровода к агрегату необходимо открыть главное отключающее устройство *3* на агрегат, контрольное отключающее устройство *2* и кран *4* на продувочном трубопроводе. Все остальные отключающие устройства закрыты. При отсутствии герметичности отключающего устройства *1* газовоздушная смесь или газ могли

выходить не только в атмосферу через открытый кран *4* на продувочном трубопроводе, но и непосредственно в топку через горелку *6*. Эта схема не может быть надежной и на период остановки агрегата, так как по перемычке *13* газ может проникать к рабочему отключающему устройству *1* даже при двух закрытых отключающих устройствах *3* и *2* и отводе утечек газа из газопровода между ними в атмосферу.

Таким образом, схема на рис. 18 не может являться надежной ни на период отключения агрегата, ни на период продувки газопроводов и пуска агрегата.

При создании новой схемы обвязочных газопроводов был положен в основу дополнительный элемент в обвязке — трубопровод безопасности, предложенный В. Н. Рощиной. Как показала дальнейшая практическая работа, этот элемент в значительной степени повысил безопасность эксплуатации агрегатов, работающих на газовом топливе.

Новая рекомендуемая схема обвязочных газопроводов на агрегате, оборудованном теми же горелками и теми же отключающими устройствами, показана на рис. 19.

При продувке ответвления газопровода к агрегату по этой схеме необходимо открыть главное отключающее устройство *3* на агрегат, кран *4* на продувочном трубопроводе и кран *7* на трубопроводе безопасности. Все остальные отключающие устройства должны быть закрыты. Окончание продувки определяется взятием пробы смеси из штуцера при открытии крана *15* на нем. При установке запальника диффузионного типа окончание продувки можно определять взятием пробы смеси из запальника при открытии крана *5* на нем.

В этой схеме увеличивается гарантия от возможного проникновения газа в топку в период продувки благодаря двум последовательно расположенным закрытым отключающим устройствам *1* и *2*. Более того, если даже негерметично контрольное отключающее устройство *2*, то утечки газа через него выйдут в атмосферу через открытый кран *7* на трубопроводе безопасности. В период пуска газовых горелок зажженный запальник вносится в топку агрегата до открытия контрольного и рабочего отключающего устройства *2* и *1*, что в значительной степени увеличивает степень безопасности. В период остановки агрегата эта схема также гарантирует отвод в атмосферу возможных утечек газа, просочившихся через главное и контрольные отключающие устройства.

Таким образом, новая схема обеспечивает бóльшую безопасность и поэтому является предпочтительнее старой. Кроме указанных преимуществ, новая схема составлена с учетом зарубежного опыта по осуществлению периодической проверки герметичности отключающих устройств *3*, *2*, *1* с помощью переносного манометра,

подключаемого к штуцеру, закрытому пробкой *8*. Эта проверка производится следующим образом: для проверки герметичности отключающего устройства *3* необходимо закрыть все отключающие устройства, кроме задвижки *2*, которая должна быть открыта, и поставить под давление участок газопровода, расположенный

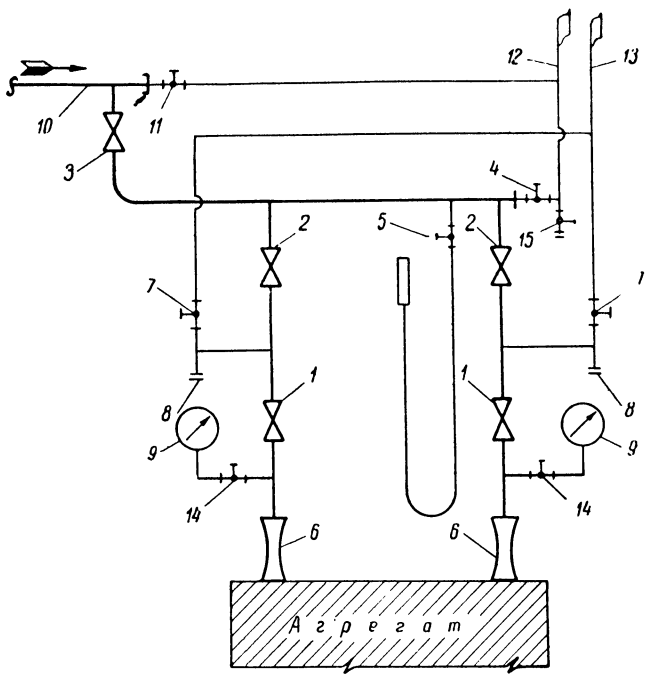


Рис. 19. Схема обвязочных газопроводов на агрегате (новая):

1 — рабочее отключающее устройство; *2* — контрольное отключающее устройство; *3* — главное отключающее устройство; *4* — кран на продувочном трубопроводе; *5* — кран на штуцере к запальнику; *6* — газовая инжекционная горелка среднего давления; *7* — кран на трубопроводе безопасности; *8* — штуцер с пробкой; *9* — показывающий манометр; *10* — цеховой газопровод; *11* — кран на продувочном трубопроводе цехового газопровода; *12* — объединенный продувочный трубопровод; *13* — объединенный трубопровод безопасности; *14* — кран на штуцере к манометру; *15* — кран с пробкой для взятия пробы при продувке газопровода.

до главного отключающего устройства *3* по направлению движения газа. Если при этом отключающее устройство *3* негерметично, то переносной манометр покажет увеличение давления.

Для проверки герметичности отключающего устройства *2* необходимо закрыть все отключающие устройства и поставить под давление участок газопровода между отключающими устройствами *3* и *2* путем открытия, а затем закрытия отключающего устройства *3*. Если при этом отключающее устройство *2* негерметично, то переносной манометр покажет увеличение давления.

Для проверки герметичности отключающего устройства *1* необходимо закрыть все отключающие устройства и поставить под давление участок газопровода между отключающими устройствами *2* и *1* путем открытия, а затем закрытия отключающего устройства *2*. Если при этом отключающее устройство *1* негерметично, то переносной манометр покажет падение давления. При обнаружении негерметичности отключающих устройств эксплуатация агрегата на газовом топливе не допускается.

Поскольку трубопровод безопасности всегда находится под атмосферным давлением, то соединение его с продувочным трубопроводом недопустимо.

От газопроводов, имеющих одинаковый режим давления газа и расположенных в пределах одного помещения, продувочные трубопроводы и трубопроводы безопасности могут быть соответственно объединены и выведены двумя трубопроводами на 1 *м* выше конька крыши здания.

Несмотря на преимущества новой схемы распространить ее на все без исключения агрегаты, без учета особенностей применяемой арматуры, типа газовых горелок и давления газа в них, было бы неправильным решением. Необходимо считаться с тем, что величина утечки газа через неплотности в арматуре зависит от давления, под действием которого происходят эти утечки. Поэтому для схем среднего давления предъявляются более жесткие требования, чем для схем низкого давления. Бесспорным также является то, что краны по сравнению с задвижками являются более надежными отключающими устройствами, почему для схем с задвижками предъявляются более высокие требования, чем для схем с кранами.

Необходимо также считаться с типом применяемых газовых горелок и порядком размещения их на агрегатах, так как от этого в значительной степени зависит компоновка основных и импульсных коммуникаций, а также вынужденная в ряде случаев установка дополнительных отключающих устройств.

Поэтому новая схема на рис. 19 явилась лишь базой, на основе которой были составлены рекомендуемые схемы обвязочных газопроводов с учетом давления газа в подводящих газопроводах, типа применяемых отключающих устройств, а также типа газовых горелок и порядка расположения их на агрегатах.

Зависимость схем от типа отключающих устройств характеризуется главным образом типом применяемых рабочих отключающих устройств, так как они являются последними по направлению движения газа запорными органами, препятствующими проникновению газа в топку. Кроме того, в схемах исключена возможность использования запорных вентилей, так как они не могут считаться достаточно надежными из-за частого употребления.

Следует также отметить, что рекомендуемые схемы обвязочных газопроводов относятся только к широко распространенным агрегатам с малым и средним расходом газа. Что же касается схем для энергетических и печных агрегатов с большим расходом газа (котлы ТЭЦ, мартеновские и специальные печи и т. д.), то они должны разрабатываться индивидуально, применительно к каждому агрегату в отдельности, с учетом особенностей режима его работы и требований технологии.

Переходя к рассмотрению рекомендуемых схем обвязочных газопроводов, необходимо указать на то, что они, как и предыдущие схемы, не могут считаться единственно допустимыми, охватывающими все агрегаты независимо от их мощности и особенностей. Однако для агрегатов малой и средней мощности эти схемы могут быть рекомендованы как оправдавшие себя в многолетней производственной эксплуатации в Ленинграде.

На каждой из рекомендуемых схем обвязочных газопроводов (рис. 20, 21, 22, 23, 24) показаны три агрегата, оборудованные: а) одной горелкой; б) двумя и более горелками; в) группой горелок, расположенных по зонам.

К первым двум агрегатам могут быть отнесены котлы и промышленные печи, а к третьему агрегату — только промышленные печи с зональным обогревом.

Наибольший интерес представляют принципиальные схемы обвязочных газопроводов на агрегатах, оборудованных дутьевыми горелками, так как в них применяется специальный клапан блокировки газа и воздуха, автоматически прекращающий подачу газа к горелкам в случае прекращения подачи воздуха или падения давления его (в месте отбора импульса давления) ниже установленного предела. Схемы на рис. 20, 21, 22 составлены с ориентацией на применение клапана блокировки конструкции Ленгипроинжпроекта, рассчитанного на нормальную работу при давлении газа, проходящего через клапан, не превышающем 1000 *мм вод. ст.* При давлении газа более 1000 *мм вод. ст.* применение клапана блокировки указанной конструкции является допустимым, если участок газопровода между клапаном блокировки и главным отключающим устройством на ответвлении газопровода к агрегату соединяется с продувочным трубопроводом при помощи перемычки с краном для возможной разгрузки клапана от воздействия на него давления газа.

Поскольку в большинстве случаев дутьевые горелки работают при давлении газа, не превышающем 1000 *мм вод. ст.*, то в рекомендуемых схемах на рис. 20, 21, 22 обвязка клапана блокировки предусмотрена применительно к этим условиям.

Для схем обвязочных газопроводов на агрегатах, оборудованных дутьевыми горелками, общими являются следующие положения:

а) установка клапана блокировки, как правило, необходима для каждого агрегата в отдельности, независимо от того, является ли источник дутья индивидуальным на агрегат или групповым на несколько агрегатов, так как при выходе из строя клапана блокировки опасности загазованности топочных объемов и боровов и вынужденной вследствие этого остановке подвергаются не все агрегаты в целом, а только один. При периодической проверке герметичности действующего клапана блокировки вынужденной остановке подвергаются не все агрегаты одновременно, а только тот агрегат, на котором клапан подвергается проверке. Объем газа, вытекающий в топку из газопровода за клапаном блокировки после его закрытия, получается меньшим, чем при установке клапана на группу агрегатов.

Однако для нескольких агрегатов с небольшим расходом газа, имеющих общий источник дутья, допустимо устанавливать один общий клапан блокировки газа и воздуха, если одновременное отключение этих агрегатов не приведет к нарушению нормального технологического процесса или к нанесению значительного экономического ущерба производству;

б) установка крана и штуцера с пробкой за ним на импульсном трубопроводе между воздухопроводом и клапаном блокировки для возможного сброса давления воздуха из подмембранного пространства клапана, при контрольной проверке герметичности его. При наличии индивидуальной дутьевой установки на каждый агрегат кран может не устанавливаться;

в) подключение импульсного трубопровода от клапана блокировки к участку воздухопровода до шибера (заслонки) по направлению движения воздуха для возможного зажигания горелки;

г) размещение клапана блокировки на участке газопровода после главного отключающего устройства на агрегат, по направлению движения газа, для возможного ремонта клапана без прекращения подачи газа по основному цеховому газопроводу, питающему остальные агрегаты;

д) подключение сбросного трубопровода из надмембранной полости клапана блокировки в трубопровод безопасности, находящийся под атмосферным давлением, или самостоятельного вывода сбросного трубопровода в атмосферу, для обеспечения свободного перемещения мембраны и сброса возможных утечек газа, просочившихся через уплотнительные втулки;

е) подключение продувочного трубопровода к участку газопровода, после клапана блокировки, для возможной проверки плотности закрытия клапана и освобождения внутренней полости его от воздуха при продувке;

ж) установка показывающего манометра на общем воздухопроводе после вентилятора для контроля давления воздуха, создаваемого дутьевым вентилятором.

Указанные мероприятия могут быть распространены на все дутьевые горелки независимо от их типа (внутреннего или внешнего смешения) и способа подачи воздуха к ним (к каждой горелке отдельно или к группе горелок одновременно).

На рис. 20 представлена схема обвязочных газопроводов на агрегатах, оборудованных дутьевыми горелками низкого или среднего давления и отключающими устройствами — задвижками. В связи с тем что задвижки по сравнению с кранами являются менее надежными отключающими устройствами, рассматриваемая схема с точки зрения безопасности является вполне оправданной.

На двух агрегатах этой схемы соблюдена одна и та же последовательность размещения отключающих устройств и импульсных коммуникаций. Третий агрегат отличается тем, что на нем, кроме контрольной задвижки перед каждой горелкой, предусмотрена дополнительная контрольная задвижка на каждую зону отдельно. Для раздельной проверки герметичности главного, контрольного и рабочего отключающих устройств предусматривается штуцер с пробкой для подключения переносного манометра.

На рис. 21 представлена схема обвязочных газопроводов на агрегатах, оборудованных дутьевыми горелками среднего давления и отключающими устройствами — кранами.

В связи с большей герметичностью кранов эта схема по сравнению с предыдущей имеет некоторые упрощения: а) контрольный кран, являющийся общим для горелок, устанавливается на газовом коллекторе как можно ближе к отводу первой по направлению движения газа горелки, с тем чтобы непродуваемый участок газопровода после контрольного крана был минимальной протяженности; б) для раздельной проверки герметичности главного и контрольного кранов и групповой проверки герметичности рабочих кранов предусматривается штуцер с пробкой для подключения переносного манометра.

На агрегате, имеющем одну газовую горелку, схема по сравнению с предыдущей упрощена быть не может. На агрегате с зональным обогревом обвязочные газопроводы могут быть значительной протяженности, требующей обязательной продувки. Для этой цели, кроме контрольного крана на зону в целом, предусматривается установка дополнительных контрольных кранов перед каждой группой горелок. При этом следует стремиться к тому, чтобы непродуваемые участки газопроводов после дополнительных контрольных кранов были минимальной протяженности.

На рис. 22 представлена схема обвязочных газопроводов на агрегатах, оборудованных дутьевыми горелками низкого давления и отключающими устройствами — кранами.

В связи с наличием газа низкого давления перед горелками и большей герметичностью кранов эта схема имеет значительные упрощения: а) контрольный кран является общим для горелок

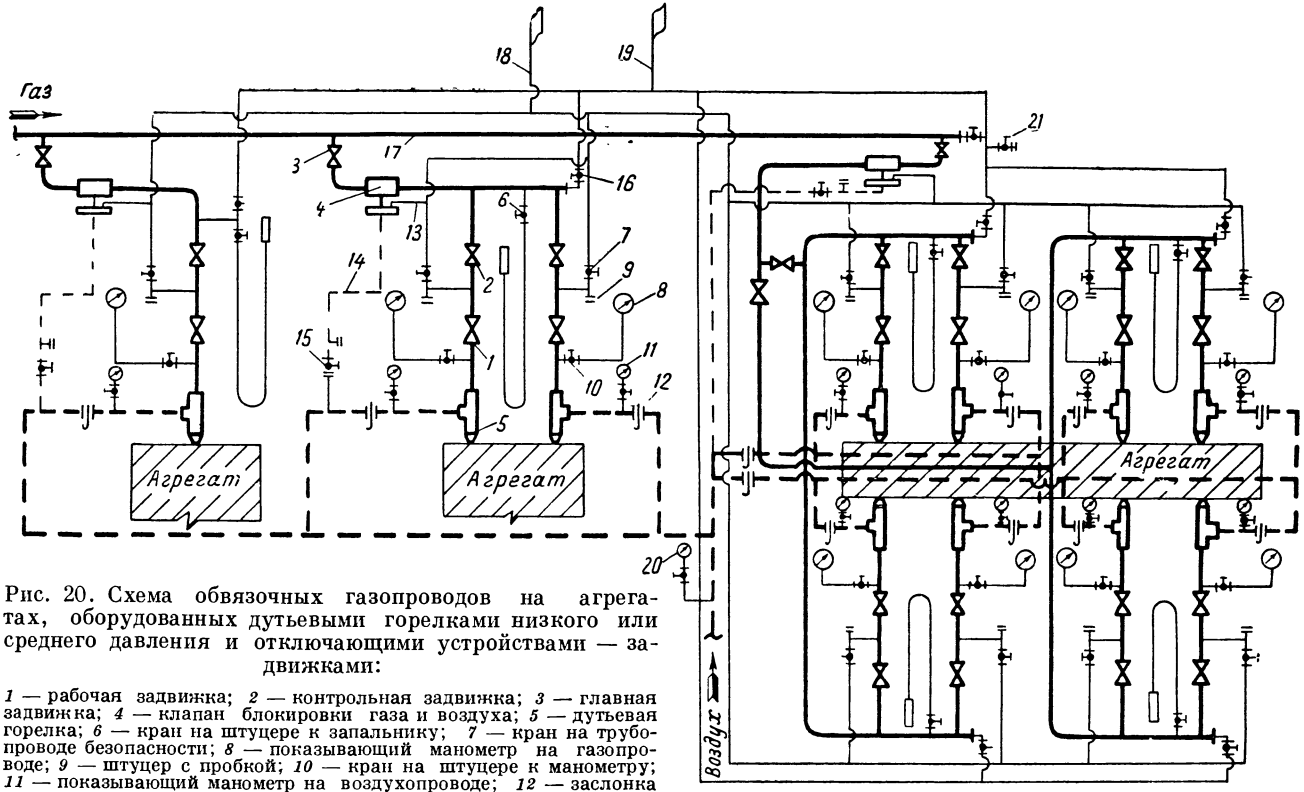


Рис. 20. Схема обвязочных газопроводов на агрегатах, оборудованных дутьевыми горелками низкого или среднего давления и отключающими устройствами — задвижками:

1 — рабочая задвижка; *2* — контрольная задвижка; *3* — главная задвижка; *4* — клапан блокировки газа и воздуха; *5* — дутьевая горелка; *6* — кран на штуцере к запальнику; *7* — кран на трубопроводе безопасности; *8* — показывающий манометр на газопроводе; *9* — штуцер с пробкой; *10* — кран на штуцере к манометру; *11* — показывающий манометр на воздухопроводе; *12* — заслонка на воздухопроводе; *13* — сбросной трубопровод; *14* — импульсный трубопровод; *15* — кран; *16* — кран на продувочном трубопроводе; *17* — цеховой газопровод; *18* — объединенный трубопровод безопасности; *19* — объединенный продувочный трубопровод; *20* — показывающий манометр на воздухопроводе после вентилятора; *21* — кран с пробкой для взятия пробы при продувке цехового газопровода.

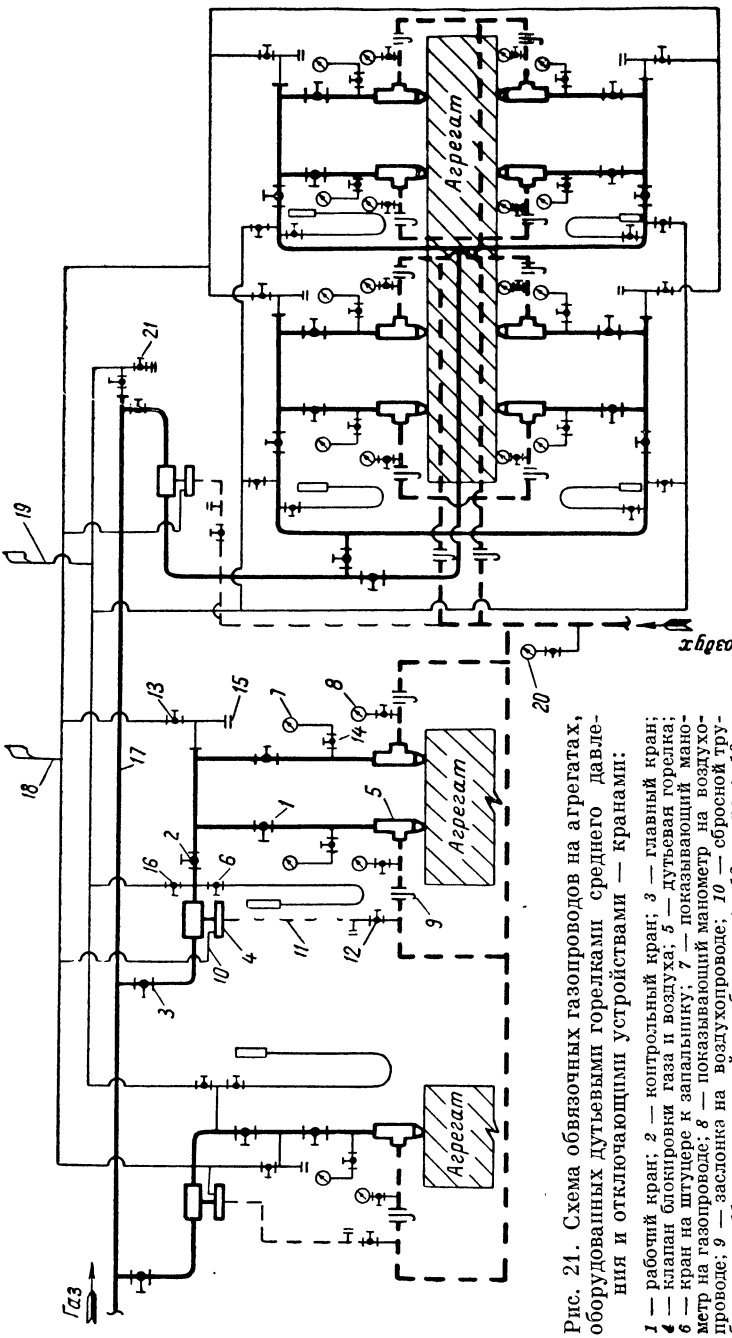


Рис. 21. Схема обвязочных газопроводов на агрегатах, оборудованных дутьевыми горелками среднего давления и отключающими устройствами — кранами:

1 — рабочий кран; *2* — контрольный кран; *3* — главный кран; *4* — клапан блокировки газа и воздуха; *5* — дутьевая горелка; *6* — кран на штуцере к запальнику; *7* — показывающий манометр на газопроводе; *8* — показывающий манометр на воздухопроводе; *9* — заслонка на воздухопроводе; *10* — сбросной трубопровод; *11* — импульсный трубопровод; *12* — кран; *13* — кран на трубопроводе безопасности; *14* — кран на штуцере к манометру; *15* — штуцер с пробкой; *16* — кран на продувочном трубопроводе; *17* — цеховой газопровод; *18* — объединенный трубопровод безопасности; *19* — объединенный продувочный трубопровод; *20* — показывающий манометр на воздухопроводе после вентилятора; *21* — кран с пробкой для взятия пробы при продувке цехового газопровода.

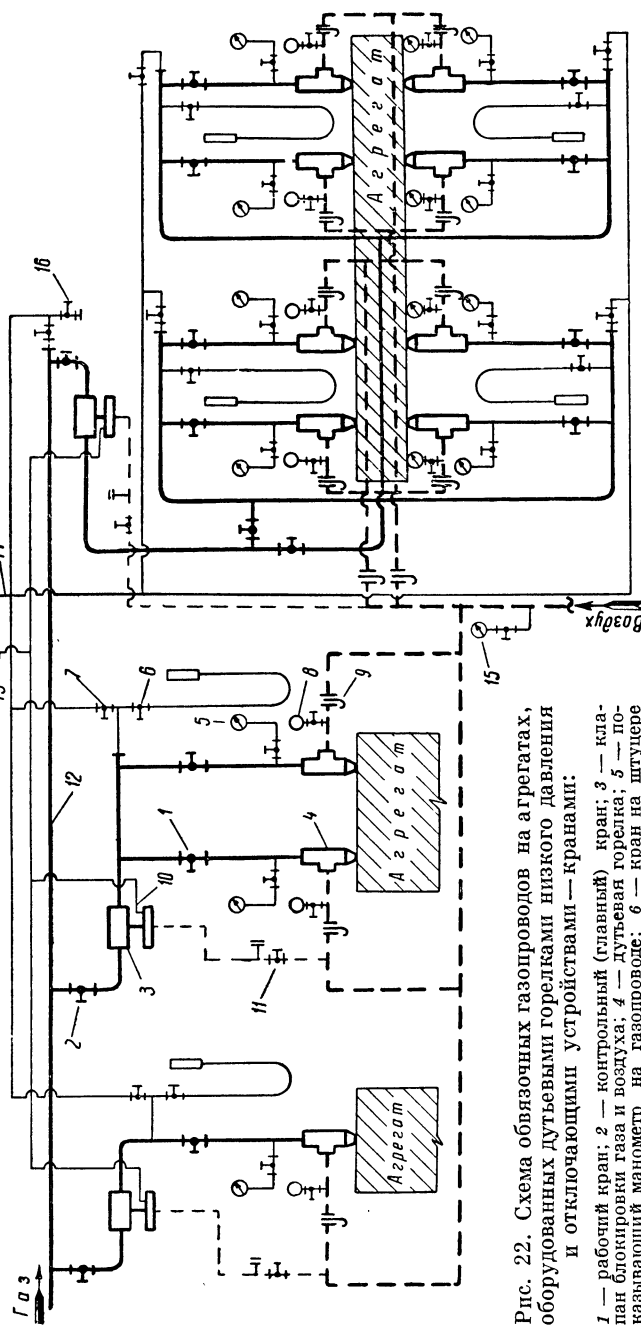


Рис. 22. Схема обвязочных газопроводов на агрегатах, оборудованных дутьевыми горелками низкого давления и отключающими устройствами — кранами:

1 — рабочий кран; *2* — контрольный (главный) кран; *3* — клапан блокировки газа и воздуха; *4* — дутьевая горелка; *5* — показывающий манометр на газопроводе; *6* — кран на штуцере к запальнику; *7* — кран на продувочном трубопроводе; *8* — показывающий манометр на воздухопроводе; *9* — заслонка на воздухопроводе; *10* — сбросной трубопровод; *11* — кран; *12* — цеховой газопровод; *13* — объединенный сбросной трубопровод; *14* — объединенный продувочный трубопровод; *15* — показывающий манометр на воздухопроводе после вентилятора; *16* — кран с пробкой для взятия пробы при продувке цехового газопровода.

и главным краном на ответвлении газопровода к агрегату; б) трубопроводы безопасности не устанавливаются; в) штуцеров с пробками для проверки герметичности отключающих устройств не предусматривается. При необходимости эта проверка может производиться по манометру, подключаемому к штуцеру на запальнике.

На рис. 23 представлена схема обвязочных газопроводов на агрегатах, оборудованных инжекционными горелками среднего давления и отключающими устройствами — задвижками. Эта схема подробно рассмотрена выше (см. рис. 19).

На рис. 24 представлена схема обвязочных газопроводов на агрегатах, оборудованных инжекционными горелками среднего давления и отключающими устройствами — кранами.

Большая по сравнению с задвижками герметичность кранов позволяет сделать некоторые упрощения в схеме относительно предыдущей: а) контрольный кран, являющийся общим для горелок, устанавливается на газовом коллекторе как можно ближе к отводу первой по направлению движения газа горелки с тем, чтобы непродуваемый участок газопровода после контрольного крана был минимальной протяженности; б) индивидуальная проверка герметичности главного и контрольного кранов, а также групповая проверка герметичности рабочих кранов производится по манометру, подключаемому к штуцеру с пробкой на газовом коллекторе горелок.

В тех случаях, когда на агрегате нет необходимости поддерживать одинаковые режимы работы газовых горелок, показывающий манометр целесообразно устанавливать не на каждую горелку в отдельности, а один на группу горелок.

При установке инжекционных горелок среднего давления с очень малым расходом газа допускается устанавливать перед ними штуцера с пробками для подключения переносного манометра на период настройки их. В качестве примера на этой схеме последний агрегат с зональным обогревом показан с газогорелочными устройствами, допускающими периодическую настройку.

При этом для индивидуальной проверки герметичности главного и контрольного кранов, а также групповой проверки герметичности рабочих кранов необходимо предусмотреть штуцер с пробкой перед рабочим краном для подключения переносного манометра.

На рис. 25 представлена схема обвязочных газопроводов на агрегатах, оборудованных инжекционными горелками низкого давления и отключающими устройствами — кранами.

В связи с использованием газа низкого давления и наличием кранов эта схема по сравнению со всеми предыдущими имеет значительные упрощения, сводящиеся к следующему: а) контрольный кран является общим для горелок и главным краном

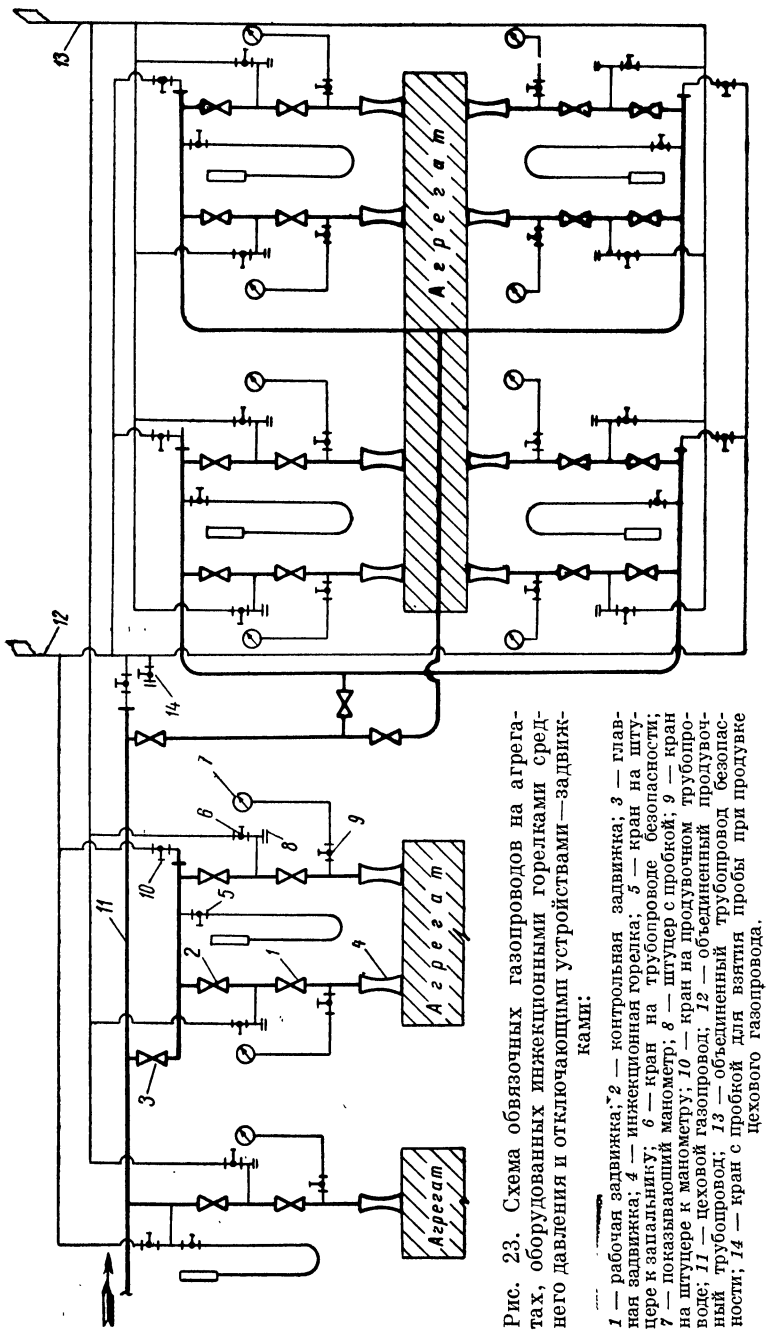


Рис. 23. Схема обвязочных газопроводов на агрегатах, оборудованных инжекционными горелками среднего давления и отключающими устройствами—задвижками:

1 — рабочая задвижка; *2* — контрольная задвижка; *3* — главная задвижка; *4* — инжекционная горелка; *5* — кран на штуцере к запальнику; *6* — кран на трубопроводе безопасности; *7* — показывающий манометр; *8* — штуцер с пробкой; *9* — кран на штуцере к манометру; *10* — кран на продувочном трубопроводе; *11* — цеховой газопровод; *12* — объединенный продувочный трубопровод; *13* — объединенный трубопровод безопасности; *14* — кран с пробкой для взятия пробы при продувке цехового газопровода.

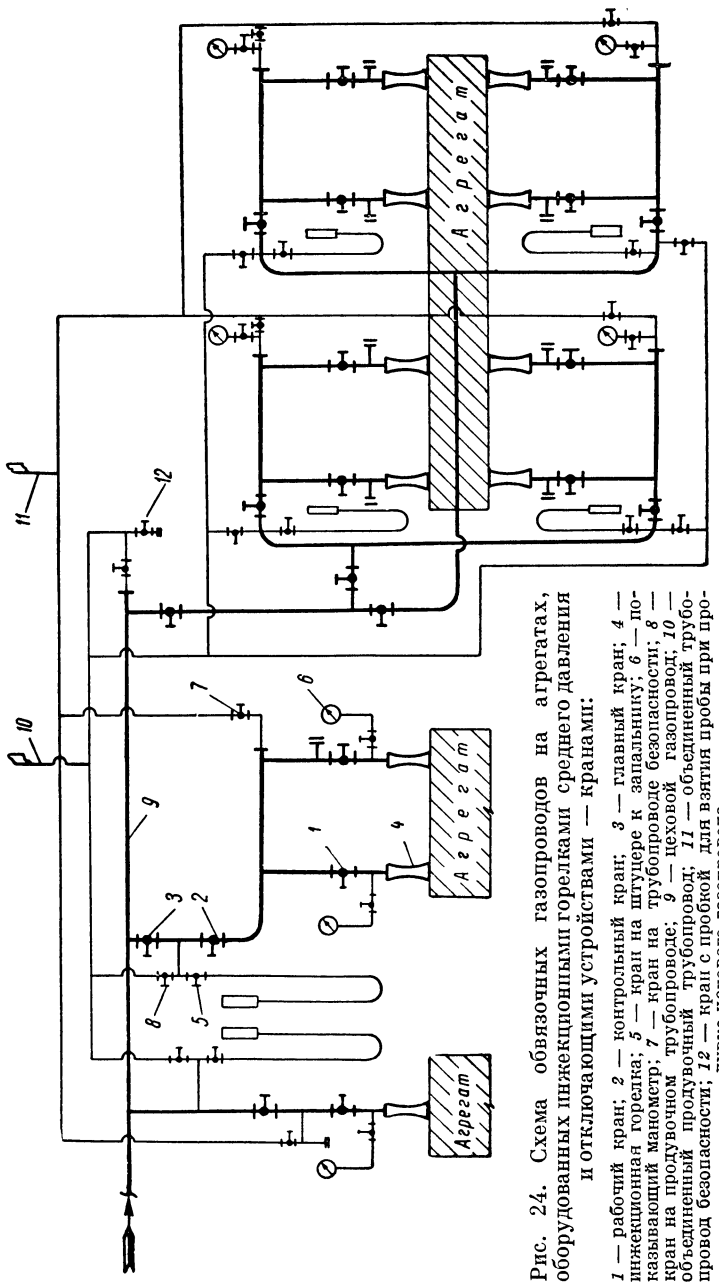


Рис. 24. Схема обвязочных газопроводов на агрегатах, оборудованных инжекционными горелками среднего давления и отключающими устройствами — кранами:

1 — рабочий кран; *2* — контрольный кран; *3* — главный кран; *4* — инжекционная горелка; *5* — кран на штуцере к запальнику; *6* — показывающий манометр; *7* — кран на трубопроводе безопасности; *8* — кран на продувочном трубопроводе; *9* — цеховой газопровод; *10* — объединенный продувочный трубопровод; *11* — объединенный трубопровод безопасности; *12* — кран с пробкой для взятия пробы при продувке цехового газопровода.

на ответвлении газопровода к агрегату; б) трубопроводы безопасности не устанавливаются; в) штуцеров с пробками для проверки герметичности отключающих устройств не предусматривается. При необходимости эта проверка может производиться по манометру, установленному на газовом коллекторе горелок.

Необходимо отметить, что для таких агрегатов, как ресторанные плиты, кипятильники, пищеварочные котлы и т. п., оборудованных, как правило, инжекционными горелками низкого давления, эта схема может быть упрощена за счет изъятия из нее продувочных трубопроводов.

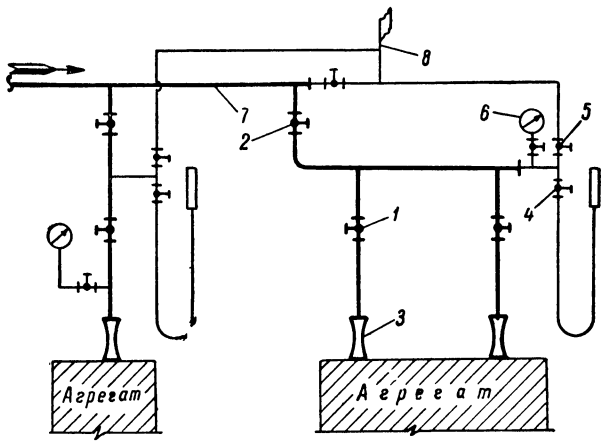


Рис. 25. Схема обвязочных газопроводов на агрегатах, оборудованных инжекционными горелками низкого давления и отключающими устройствами — кранами:

1 — рабочий кран; *2* — контрольный (главный) кран; *3* — инжекционная горелка; *4* — кран на штуцере к запальнику; *5* — кран на продувочном трубопроводе; *6* — показывающий манометр; *7* — цеховой газопровод; *8* — объединенный продувочный трубопровод.

Ввиду незначительных расходов газа нет необходимости в частой продувке газопроводов к указанным потребителям. Поэтому продувку обычно производят при первоначальном пуске газа в газопроводы или после длительной остановки их на случай ремонта. Для продувки используется резиновый шланг, один конец которого подключается к запальнику или любому другому штуцеру, имеющемуся на газопроводе наиболее удаленного потребителя, а другой конец выводится в атмосферу.

На рис. 26 представлена общая комплексная система газоснабжения предприятия, подключаемого к распределительному газопроводу среднего давления. На вводе газопровода (участок *А—Б*) устанавливается главное отключающее устройство. На межцеховом газопроводе (участок *Б—В*) устанавливается центральный пункт замера расхода газа с двумя измерительными

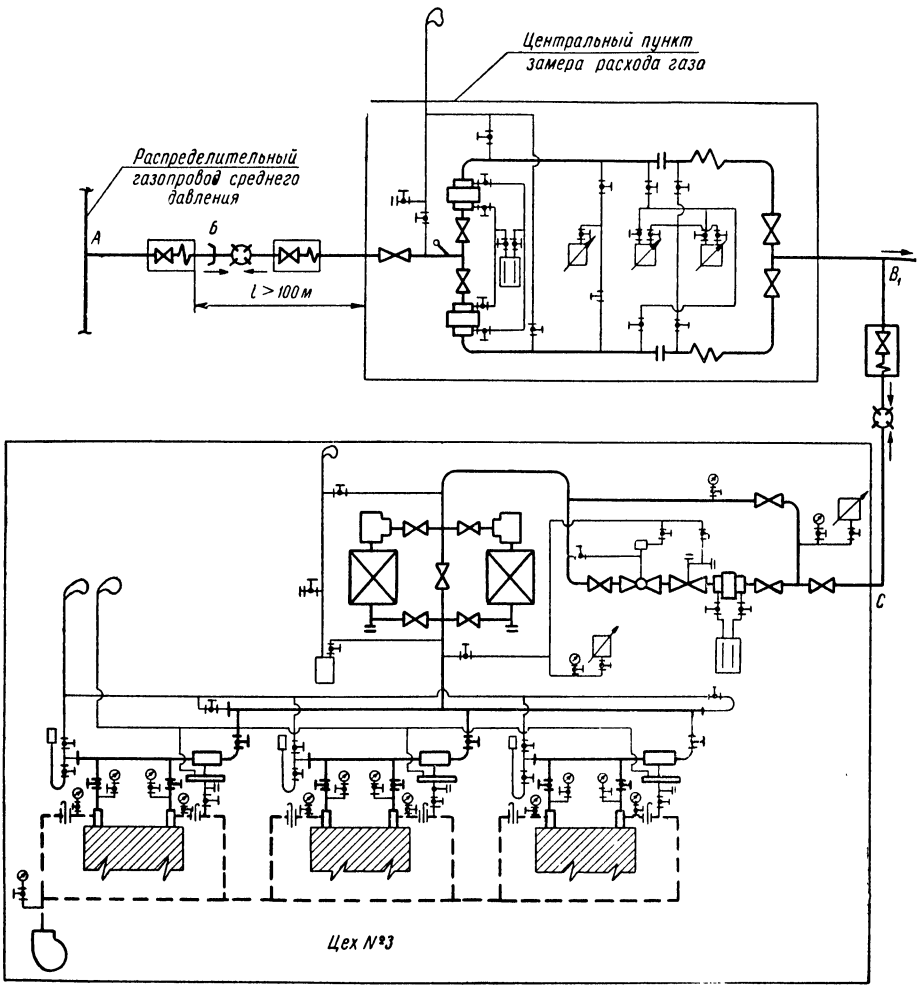
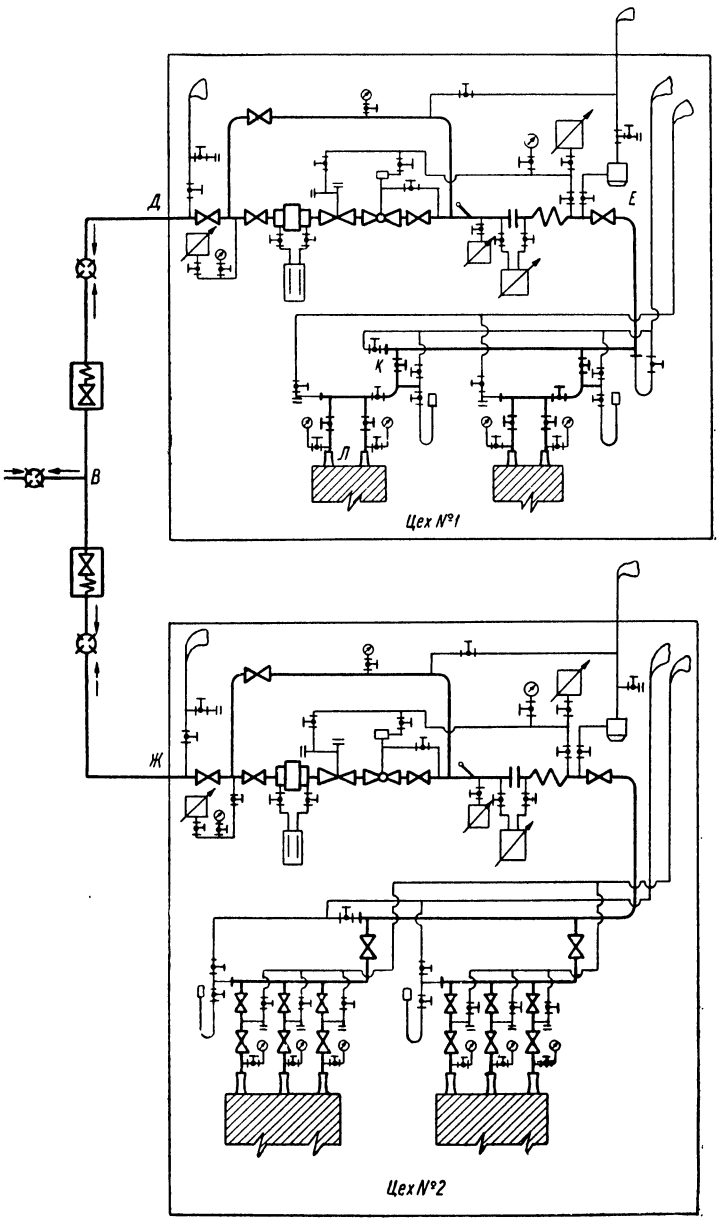


Рис. 26. Комплексная система газоснабжения предприятия:

А—Б — ввод газопровода на территорию предприятия; *Б—С*, *Б—Д*, *Б—Ж* — межцеховые газопроводы среднего давления с центральным пунктом замера расхода газа; *Д—Е* — цеховой ГРП среднего конечного давления с цеховым пунктом замера расхода газа; *Е—К* — цеховой газопровод; *К—Л* — обвязочные газопроводы на агрегатах.


Д
Е
К
Л
В
Цех №1
Ж
Цех №2

диафрагмами, работающими поочередно с одним из двух расходомеров. Перед каждой измерительной диафрагмой предусматривается газовый фильтр для очистки газа от механических примесей. Центральный пункт замера расхода газа размещен в отдельно стоящем надземном павильоне, находящемся на расстоянии более 100 *м* от главного отключающего устройства на вводе. Поэтому перед павильоном, на расстоянии от него не ближе 5 *м*, устанавливается дополнительное отключающее устройство.

Межцеховой газопровод имеет ответвления к трем цехам, потребляющим газ (участки B_1—*С*; *В*—*Д* и *В*—*Ж*). На каждом ответвлении устанавливается отключающее устройство. В каждом цехе, на вводе газопровода в него, размещается цеховой ГРП с цеховым пунктом замера расхода газа (участок *Д*—*Е*).

К цеховому газопроводу (участок *Е*—*К*), заканчивающемуся главными отключающими устройствами на отводах газопровода к каждому агрегату, подключаются обвязочные газопроводы агрегатов (участок *К*—*Л*).

Глава II

ЭЛЕМЕНТЫ ГАЗОПРОВОДОВ

1. Трубы

Для строительства газопроводов применяются трубы, изготовленные из хорошо сваривающихся малоуглеродистых и низколегированных сталей. Содержание углерода в сталях не должно превышать 0,27%. Величина относительного удлинения сталей должна быть не менее 18% для пятикратных образцов.

Этим же требованиям должны удовлетворять стали, используемые для изготовления фасонных частей газопроводов и различных устройств на них,

На трубы, используемые для сооружения газопроводов, как правило, должны быть сертификаты заводов-изготовителей или справки с выписками из сертификатов, подтверждающие соответствие их требованиям, предъявляемым ГОСТ. В случае отсутствия сертификатов или справок необходимо производить проверку качества стали каждой трубы путем химического анализа и механического испытания образцов.

Учитывая большую потребность в трубах, в связи с широким развитием газоснабжения, в настоящее время ведутся большие работы над изысканием возможностей замены стальных труб трубами из асбоцемента и различных пластических масс. Однако рекомендовать эти трубы для газопроводов промышленных предприятий до окончательного решения вопроса о возможной пригодности их пока преждевременно.

В табл. 1 приводится характеристика наиболее распространенных стальных труб, применяемых для сооружения газопроводов на предприятиях.

Стальные водогазопроводные (газовые) трубы по ГОСТ 3262-55 изготовляются либо сварными, либо бесшовными из мягкой хорошо сваривающейся стали. Марка стали и способ производства труб выбираются заводом-изготовителем. Сварные трубы должны выдерживать испытание гидравлическим давлением: обыкновенные — 20 $кГ/см^2$, усиленные — 30 $кГ/см^2$. Бесшовные трубы должны выдер-

Таблица 1

Характеристика металлических труб, применяемых для строительства газопроводов

Наименование труб	ГОСТ	Диаметр, *мм*, дюймы	Длина звена, *м*	Толщина стенки, *мм*	Рекомендуемая область применения
Стальные водогазопроводные (газовые)	3262-55	$D_у = 8—150$ $D_у = 1/4"—6"$	Без резьбы—4—12; с резьбой —4—8	Обыкновенные 2,25—4,5, усиленные 2,75—5,5	Для газопроводов с давлением до 3 $кГ/см^2$, включая подземные, укладываемые на прямолинейных участках
Стальные бесшовные холоднокатаные	8734-58	$D_н = 4—200$	1,5—9	0,50—12	Для газопроводов с давлением более 3 $кГ/см^2$ независимо от способа укладки
Стальные бесшовные горячекатаные	8732-58	$D_н = 57—426$	4—12,5	3,5—18	Для газопроводов всех категорий давления независимо от способа укладки
Стальные электросварные	4015-58	$D_н = 426—1420$	5—24	5—14	То же
То же	1753-53	$D_н = 5—152$	2—8,5	0,5—5	Для газопроводов с давлением до 3 $кГ/см^2$ независимо от способа укладки

Примечание. $D_у$ — условный диаметр; $D_н$ — наружный диаметр. Сортамент труб по ГОСТ 8734-58, ГОСТ 8732-58 и ГОСТ 4015-58 приведен неполностью.

живать испытание гидравлическим давлением, определяемым по формуле

$$p = \frac{200SR}{d_{вн}}, \qquad (5)$$

где p — давление, необходимое для испытания, *кГ/см²*;
S — минимальная толщина стенки, *мм*;
R — допускаемое напряжение, *кГ/мм²* (принимается равным 40% временного сопротивления разрыву);
$d_{вн}$ — внутренний диаметр трубы, *мм*.

Трубы считаются выдержавшими испытание, если в период нахождения под давлением у них не будет обнаружено течи, потения или деформации.

По требованию заказчика, трубы по ГОСТ 3262-55 могут поставляться с резьбой на обоих концах и с муфтами из расчета одной муфты на каждую трубу.

Сортамент стальных водогазопроводных труб по ГОСТ 3262-55 приведен в табл. 2.

Таблица 2

Сортамент стальных водогазопроводных труб по ГОСТ 3262-55

Условный проход		Наружный диаметр, *мм*	Трубы				Резьба				Приближенный вес 1 *м* трубы из расчета 1 муфты на 6 *м*, *кг*
			обыкновенные		усиленные		Наружный диаметр в основной плоскости, *мм*	Число ниток на дюйм	Длина до сбега, *мм*		
мм	дюймы		Толщина стенки, *мм*	Теоретический вес 1 пог. *м* (без муфт), *кг*	Толщина стенки, *мм*	Теоретический вес 1 пог. *м* (без муфт), *кг*			конической	цилиндрической	
8	1/4	13,50	2,25	0,62	2,75	0,73	—	—	—	—	—
10	3/8	17,00	2,25	0,82	2,75	0,97	—	—	—	—	—
15	1/2	21,25	2,75	1,25	3,25	1,44	20,956	14	15	14	0,01
20	3/4	26,75	2,75	1,63	3,50	2,01	26,442	14	17	16	0,02
25	1	33,50	3,25	2,42	4,00	2,91	33,250	11	19	18	0,03
32	1 1/4	42,25	3,25	3,13	4,00	3,77	41,912	11	22	20	0,04
40	1 1/2	48,00	3,50	3,84	4,25	4,58	47,805	11	23	22	0,06
50	2	60,00	3,50	4,88	4,50	6,16	59,616	11	26	24	0,09
70	2 1/2	75,50	3,75	6,64	4,50	7,88	75,187	11	30	27	0,13
80	3	88,50	4,00	8,34	4,75	9,81	87,887	11	32	30	0,2
100	4	114,00	4,00	10,85	5,00	13,44	113,034	11	38	36	0,4
125	5	140,00	4,50	15,04	5,50	18,24	138,435	11	41	38	0,6
150	6	165,00	4,50	17,81	5,50	21,63	163,836	11	45	42	0,8

Стальные бесшовные холоднотянутые и холоднокатаные трубы по ГОСТ 8734-58 изготовляются путем холодной прокатки или холодного волочения. Поэтому они имеют повышенную геометрическую точность, малую толщину стенки и малый диаметр. Эти трубы поставляются по химическому составу и механическим свойствам стали, только по механическим свойствам и без нормирования химического состава и механических свойств, но с гарантией по гидравлическому испытанию. По химическому составу и механическим свойствам трубы поставляются из мартеновских сталей по ГОСТ 380-57 (III группа), ГОСТ 1050-57 (группа углеродистых сталей) и другим. По механическим свойствам — из мартеновской стали первой группы по ГОСТ 380-57.

Все трубы должны подвергаться испытанию гидравлическим давлением, величина которого определяется по формуле (5).

Сортамент стальных бесшовных холоднотянутых и холоднокатаных труб по ГОСТ 8734-58 приведен в табл. 3.

Стальные бесшовные горячекатаные трубы по ГОСТ 8732-58 изготовляются путем раскатки нагретых толстостенных гильз, поэтому эти трубы по всей окружности имеют одинаковые механические свойства. Эти трубы также поставляются по химическому составу и механическим свойствам стали, только по механическим свойствам и без нормирования химического состава и механических свойств, но с гарантией по гидравлическому испытанию. По химическому составу трубы поставляются из мартеновских сталей по ГОСТ 380-57 (III группа), ГОСТ 1050-57 и другим. По механическим свойствам — из мартеновской стали первой группы ГОСТ 380-57.

Трубы, поставляемые без нормирования химического состава и механических свойств, для сооружения газопроводов не должны допускаться.

Все трубы должны подвергаться испытанию гидравлическим давлением, определяемым по формуле (5).

Сортамент стальных бесшовных горячекатаных труб по ГОСТ 8732-58 приведен в табл. 4.

Стальные электросварные трубы по ГОСТ 4015-57 изготовляются провальцовкой стальных листов по ГОСТ 500-58 с последующей автоматической электродуговой сваркой под слоем флюса продольного стыка.

Для сооружения газопроводов следует применять трубы группы A, а для футляров — трубы группы B.

Все трубы должны подвергаться испытанию гидравлическим давлением, величина которого определяется по формуле (5), при $R = 85\%$ предела текучести.

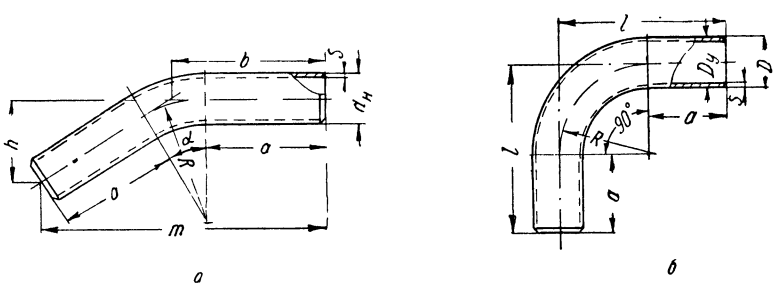
Сортамент стальных электросварных труб по ГОСТ 4015-58 приведен в табл. 5.

Стальные электросварные трубы по ГОСТ 1753-53 изготовляются из мартеновских сталей по ГОСТ 380-57 и ГОСТ 1050-57 методом сопротивления. По состоянию материала трубы изготовляются мягкими, полутвердыми (трубы с наружным диаметром более 20 *мм*), твердыми (трубы волоченые и неволоченые, если наружный диаметр труб 20 *мм* и менее). Для строительства газопроводов трубы применяются только мягкие. Трубы, находящиеся под давлением, что оговаривается в заказе, должны выдержать испытание гидравлическим давлением 60 *кГ/см*^{2} при наружном диаметре до 102 *мм* и 30 *кГ/см*^{2} при диаметре более 102 *мм*.

Сортамент стальных электросварных труб по ГОСТ 1753-53 приведен в табл. 6.

2. Фасонные части

Фасонные части применяются на газопроводах для: а) изменения направления газопроводов или разделения газового потока на отдельные направления (отводы, тройники и кресты); б) плавного уменьшения диаметров труб (переходы); в) стационарного перекрытия сечения труб (заглушки); г) компенсации линейных удлинений или уменьшения напряжения на фланцевых соединениях арматуры (компенсаторы); д) соединения и разъединения



а *б*

Рис. 27. Гладкие отводы: *а* — с углом поворота α = 30, 45 и 60°, *б* — с углом поворота α = 90°.

труб и арматуры на них (фланцевые и резьбовые соединения); е) сбора конденсата и отключения газа при помощи водяного затвора (сборники конденсата и гидравлические затворы).

Все фасонные части, применяемые на газопроводах, должны изготовляться из хорошо сваривающихся малоуглеродистых и низколегированных сталей.

Отводы в зависимости от способа изготовления делятся на: а) гладкие; б) гладкие крутоизогнутые; в) складчатые (с гофрами); г) сварные.

Гладкие отводы, представленные на рис. 27, изготовляются из труб диаметром до 150 *мм* путем гнутья их в холодном состоянии,

Таблиц а

Сортамент стальных бесшовных холоднотянутых и холоднокатаных труб по ГОСТ 8734-58

Наружный диаметр, $D_н$, *мм*	Толщина стенки, *мм*													
	0,50	0,60	0,80	1,0	1,2	1,4	1,6	1,8	2,0	2,2	2,5	2,8	3,0	3,2
	Теоретический вес 1 пог. *м*, *кг*													
4	0,043	0,050	0,063	0,074	0,083	—	—	—	—	—	—	—	—	—
5	0,055	0,065	0,083	0,099	0,112	0,124	0,134	—	—	—	—	—	—	—
6	0,068	0,080	0,103	0,123	0,142	0,159	0,174	0,186	0,197	—	—	—	—	—
7	0,080	0,095	0,122	0,148	0,172	0,193	0,213	0,230	0,247	0,260	0,277	—	—	—
8	0,092	0,110	0,142	0,173	0,202	0,227	0,253	0,275	0,296	0,315	0,339	—	—	—
9	0,105	0,125	0,162	0,197	0,231	0,262	0,292	0,319	0,345	0,369	0,401	0,427	—	—
10	0,117	0,139	0,182	0,222	0,261	0,296	0,332	0,363	0,395	0,423	0,462	0,496	0,518	0,536
11	0,129	0,154	0,201	0,247	0,290	0,331	0,371	0,407	0,444	0,447	0,524	0,566	0,592	0,615
12	0,142	0,169	0,221	0,271	0,320	0,365	0,411	0,452	0,493	0,532	0,586	0,635	0,666	0,694
14	0,166	0,199	0,260	0,321	0,379	0,434	0,490	0,541	0,592	0,640	0,709	0,772	0,814	0,852
16	0,191	0,228	0,300	0,370	0,438	0,503	0,568	0,629	0,691	0,747	0,832	0,91	0,962	1,01
18	0,216	0,258	0,340	0,419	0,497	0,572	0,647	0,717	0,789	0,856	0,956	1,05	1,11	1,17
20	0,240	0,288	0,379	0,469	0,556	0,642	0,726	0,806	0,888	0,965	1,08	1,19	1,26	1,33
22	0,265	0,318	0,419	0,518	0,616	0,710	0,806	0,895	0,986	1,07	1,20	1,33	1,41	1,49
25	0,302	0,363	0,478	0,592	0,703	0,813	0,925	1,03	1,13	1,24	1,39	1,53	1,63	1,72
28	0,340	0,406	0,536	0,666	0,792	0,916	1,04	1,16	1,28	1,40	1,57	1,74	1,85	1,96
30	0,364	0,436	0,576	0,715	0,851	0,986	1,12	1,25	1,38	1,51	1,70	1,88	2,00	2,12
32	0,389	0,466	0,615	0,755	0,910	1,053	1,20	1,34	1,48	1,62	1,76	2,02	2,15	2,28
34	0,413	0,496	0,655	0,814	0,968	1,122	1,28	1,43	1,58	1,72	1,94	2,15	2,29	2,43
36	0,438	0,525	0,695	0,863	1,027	1,192	1,36	1,52	1,68	1,83	2,07	2,29	2,44	2,59
38	0,464	0,555	0,734	0,912	1,087	1,26	1,44	1,61	1,78	1,94	2,19	2,43	2,59	2,75

40	0,494	0,585	0,774	0,962	1,146	1,33	1,52	1,69	1,87	2,05	2,31	2,56	2,74	2,91
42	—	—	—	1,010	1,208	1,41	1,60	1,79	1,97	2,16	2,44	2,70	2,89	3,07
45	—	—	—	1,090	1,295	1,51	1,71	1,91	2,12	2,32	2,62	2,91	3,11	3,31
48	—	—	—	1,160	1,382	1,61	1,83	2,05	2,27	2,48	2,81	3,11	3,33	3,54
50	—	—	—	1,21	1,44	1,68	1,91	2,14	2,37	2,59	2,93	3,25	3,48	3,70
53	—	—	—	1,28	1,53	1,78	2,03	2,27	2,51	2,76	3,11	3,46	3,70	3,94
56	—	—	—	1,36	1,62	1,89	2,15	2,40	2,66	2,92	3,30	3,66	3,92	4,17
60	—	—	—	1,46	1,74	2,02	2,31	2,58	2,86	3,13	3,55	3,94	4,22	4,49
63	—	—	—	1,53	1,83	2,13	2,42	2,71	3,01	3,30	3,72	4,15	4,44	4,73
65	—	—	—	1,58	1,89	2,20	2,50	2,80	3,11	3,40	3,85	4,29	4,59	4,89
70	—	—	—	1,70	2,03	2,37	2,70	3,02	3,35	3,68	4,16	4,63	4,96	5,28
75	—	—	—	1,82	2,18	2,54	2,90	3,24	3,60	3,95	4,46	4,97	5,32	5,68
80	—	—	—	—	—	2,71	3,09	3,47	3,84	4,22	4,77	5,32	5,69	6,07
85	—	—	—	—	—	2,88	3,29	3,69	4,09	4,48	5,08	5,66	6,06	6,46
90	—	—	—	—	—	3,05	3,49	3,91	4,34	4,76	5,39	6,01	6,43	6,86
95	—	—	—	—	—	3,21	3,68	4,13	4,59	5,02	5,70	6,36	6,81	7,26
100	—	—	—	—	—	3,40	3,88	4,35	4,83	5,30	6,00	6,70	7,17	7,65
110	—	—	—	—	—	3,74	4,28	4,81	5,32	5,84	6,62	7,39	7,92	8,43
120	—	—	—	—	—	—	4,66	5,25	5,83	6,38	7,24	8,07	8,66	9,22
125	—	—	—	—	—	—	—	5,46	6,06	6,64	7,54	8,42	9,02	9,61
130	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	7,86	8,78	9,40	10,00
140	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	10,11	10,79
150	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	10,85	11,52
160	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
170	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
180	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
190	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
200	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—

Примечание. Сортамент труб приведен неполностью.

Продолжение табл. 3

Наружный диаметр $D_н$, *мм*	Толщина стенки, *мм*															
	3,5	4,0	4,5	5.0	5,5	6,0	6,5	7,0	7,5	8,0	8,5	9,0	9,5	10,0	11	12
	Теоретический вес 1 пог. *м*, *кг*															
4	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
5	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
6	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
7	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
8	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
9	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
10	0,561	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
11	0,647	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
12	0,734	0,789	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
14	0,906	0,986	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
16	1,08	1,18	1,28	1,35	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
18	1,25	1,38	1,50	1,60	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
20	1,42	1,58	1,72	1,85	1,97	2,07	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
22	1,60	1,77	1,94	2,10	2,24	2,37	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
25	1,86	2,07	2,28	2,47	2,64	2,81	2,97	3,11	—	—	—	—	—	—	—	—
28	2,11	2,37	2,61	2,84	3,05	3,26	3,45	3,63	—	—	—	—	—	—	—	—
30	2,29	2,56	2,83	3,08	3,32	3,55	3,77	3,97	4,16	4,34	—	—	—	—	—	—
32	2,46	2,76	3,05	3,33	3,59	3,85	4,09	4,32	4,53	4,74	—	—	—	—	—	—
34	2,63	2,96	3,27	3,58	3,87	4,14	4,41	4,66	4,90	5,13	—	—	—	—	—	—
36	2,81	3,16	3,50	3,82	4,14	4,44	4,73	5,01	5,27	5,52	—	—	—	—	—	—
38	2,98	3,35	3,72	4,07	4,41	4,74	5,05	5,35	5,64	5,92	6,18	6,44	—	—	—	—

40	3,15	3,55	3,94	4,32	4,68	5,03	5,37	5,70	6,01	6,31	6,60	6,88	—	—	—	—
42	3,32	3,75	4,16	4,56	4,95	5,33	5,69	6,04	6,38	6,71	7,02	7,32	—	—	—	—
45	3,58	4,04	4,49	4,93	5,36	5,77	6,17	6,56	6,94	7,30	7,65	7,99	8,32	8,63	—	—
48	3,84	4,34	4,83	5,30	5,76	6,21	6,65	7,08	7,49	7,89	8,28	8,66	9,02	9,37	—	—
50	4,01	4,54	5,05	5,55	6,04	6,51	6,97	7,42	7,86	8,29	8,70	9,10	9,49	9,86	10,59	11,25
53	4,27	4,83	5,38	5,92	6,44	6,95	7,45	7,94	8,42	8,88	9,33	9,77	10,19	10,60	11,39	12,13
56	4,53	5,13	5,71	6,29	6,85	7,40	7,93	8,40	8,97	9,47	9,96	10,43	10,90	11,34	12,21	13,02
60	4,88	5,52	6,16	6,78	7,39	7,99	8,58	9,15	9,71	10,26	10,80	11,32	11,83	12,33	13,29	14,21
63	5,13	5,81	6,49	7,14	7,77	8,41	9,04	9,57	10,23	10,81	11,40	11,96	12,49	13,05	14,07	15,09
65	5,31	6,02	6,71	7,40	8,07	8,73	9,38	10,01	10,65	11,25	11,84	12,43	13,00	13,56	14,65	15,68
70	5,74	6,51	7,27	8,01	8,75	9,47	10,18	10,88	11,56	12,23	12,89	13,54	14,17	14,80	16,01	17,16
75	6,17	7,00	7,82	8,62	9,41	10,18	10,96	11,71	12,48	13,17	13,91	14,61	15,30	15,99	17,31	18,65
80	6,60	7,49	8,37	9,24	10,07	10,91	11,75	12,59	13,39	14,15	14,96	15,71	16,45	17,22	18,66	20,10
85	7,04	7,98	8,93	9,86	10,75	11,65	12,55	13,45	14,31	15,13	16,01	16,85	17,63	18,45	20,01	21,60
90	7,47	8,47	9,49	10,47	11,42	12,39	13,35	14,31	15,22	16,11	17,05	17,95	18,79	19,67	21,43	23,08
95	7,90	8,98	10,04	11,10	12,14	13,17	14,19	15,19	16,18	17,16	18,13	19,09	20,03	20,96	22,79	24,56
100	8,32	9,46	10,59	11,71	12,77	13,87	14,95	16,03	17,09	18,09	19,15	20,15	21,15	22.19	24,14	26,04
110	9,19	10,46	11,70	12,93	14,19	15,40	16,60	17,75	19,00	20,08	21,30	22,50	23,54	24,70	26,85	29,00
120	10,06	11,44	12,93	14,30	15,51	16,89	18,20	19,50	20,85	22,10	23,40	24,70	25,89	27,20	29,57	31,96
125	10,50	11,91	13,37	14,80	16,15	17,55	19,02	20,35	21,73	23,08	24,42	25,75	27,06	28,36	30,92	33,44
130	10,92	12,43	13,92	15,48	16,88	18,35	19,80	21,20	22,70	24,10	25,50	26,90	28,23	29,70	32,27	34,92
140	11,80	13,42	15,05	16,65	18,24	19,83	21,40	22,96	24,51	26,04	27,57	29,08	30,57	32,06	34,99	37,88
150	12,65	14,39	16,11	17,85	19,55	21,25	23,00	24,68	26,36	28,01	29,66	31,29	32,91	34,52	37,71	40,84
160	13,51	15,38	17,25	19,09	20,90	22,79	24,60	26,41	28,20	29,99	31,76	33,51	35,26	36,99	40,42	43,80
170	14,31	16,31	18,35	20,30	22,25	24,27	26,21	28,14	30,05	31,96	33,85	35,73	37,60	39,46	43,13	46,76
180	15,20	17,30	19,50	21,59	23,67	25,75	27,81	29,87	31,91	33,93	35,95	37,95	39,95	41,92	45,85	49,72
190	—	18,29	20,60	22,80	25,02	27,22	29,41	31,59	33,75	35,90	38,04	40,17	42,28	44,39	48,56	52,67
200	—	19,67	21,65	24,00	26,38	28,70	31,02	33,32	35,60	37,88	40,14	42,39	44,63	46,85	51,27	55,63

Таблица 4

Сортамент стальных бесшовных горячекатаных труб по ГОСТ 8732-58

Наружный диаметр $D_н$, *мм*	Толщина стенки, *мм*														
	3,5	4	4,5	5	5,5	6	7	8	9	10	11	12	14	16	18
	Теоретический вес 1 пог. *м* труб, *кг*														
57	4,62	5,23	5,83	6,41	6,99	7,55	8,63	9,67	10,65	11,59	12,48	13,32	—	—	—
60	4,88	5,52	6,16	6,78	7,39	7,99	9,15	10,26	11,32	12,33	13,29	14,21	15,88	—	—
63,5	5,18	5,87	6,55	7,21	7,87	8,51	9,75	10,95	12,10	13,19	14,24	15,24	17,09	—	—
68	5,57	6,31	7,05	7,77	8,48	9,17	10,53	11,84	13,10	14,30	15,46	16,57	18,64	20,52	—
70	5,74	6,51	7,27	8,01	8,75	9,47	10,88	12,23	13,54	14,80	16,01	17,16	19,33	21,31	—
73	6,00	6,81	7,60	8,38	9,16	9,91	11,39	12,82	14,21	15,54	16,82	18,05	20,37	22,49	24,41
76	6,26	7,10	7,93	8,75	9,50	10,36	11,91	13,42	14,87	16,28	17,63	18,94	21,41	25,68	25,75
83	6,86	7,79	8,71	9,62	10,51	11,39	13,12	14,80	16,42	18,00	19,53	21,01	23,82	26,44	28,85
89	7,38	8,38	9,38	10,36	11,33	12,28	14,16	15,98	17,76	19,48	21,16	22,79	25,89	28,80	31,52
95	7,90	8,98	10,04	11,10	12,14	13,17	15,19	17,16	19,09	20,96	22,79	24,56	27,97	31,17	34,18
102	8,50	9,67	10,82	11,96	13,09	14,21	16,40	18,55	20,64	22,69	24,69	26,63	30,38	33,93	37,29
108	—	10,26	11,49	12,70	13,90	15,09	17,44	19,73	21,97	24,17	26,31	28,41	32,45	36,30	39,95
114	—	10,85	12,15	13,44	14,72	15,98	18,47	20,91	23,31	25,65	27,94	30,19	34,53	38,67	42,62
121	—	11,54	12,93	14,30	15,67	17,02	19,68	22,29	24,86	27,37	29,84	32,26	36,94	41,43	45,72
127	—	12,13	13,59	15,04	16,48	17,90	20,72	23,48	26,19	28,85	31,47	34,03	39,01	43,80	48,39
133	—	12,73	14,26	15,78	17,29	18,79	21,75	24,66	27,52	30,33	33,10	35,81	41,00	46,17	51,65
140	—	—	15,04	16,65	18,24	19,83	22,96	26,04	29,08	32,06	34,99	37,88	43,50	48,93	54,16
146	—	—	15,70	17,39	19,06	20,72	24,00	27,23	30,41	33,54	36,62	39,66	45,57	51,30	56,82
152	—	—	16,37	18,13	19,87	21,60	25,03	28,41	31,74	35,02	38,25	41,43	47,65	53,66	59,48
159	—	—	17,15	18,99	20,82	22,64	26,24	29,79	33,29	36,75	40,15	43,50	50,06	56,43	62,59
168	—	—	—	20,10	22,04	23,97	27,79	31,57	35,29	38,97	42,59	46,17	53,17	59,98	66,59
180	—	—	—	21,59	23,70	25,75	29,87	33,93	37,95	41,92	45,85	49,72	57,31	64,71	71,91
194	—	—	—	23,31	25,60	27,82	32,28	36,70	41,06	45,38	49,64	53,86	62,15	70,24	78,13
203	—	—	—	—	—	29,14	33,83	38,47	43,05	47,59	52,08	56,52	65,94	73,78	82,12
219	—	—	—	—	—	31,52	36,60	41,63	46,61	51,54	56,43	61,26	70,78	80,10	89,23

245	—	—	—	—	—	—	41,09	46,76	52,38	57,95	63,48	68,95	79,76	90,36	100,77
273	—	—	—	—	—	—	45,92	52,28	58,60	64,86	71,07	77,24	89,42	101,41	113,20
299	—	—	—	—	—	—	—	57,41	64,37	71,27	78,13	84,93	98,40	111,67	124,74
325	—	—	—	—	—	—	—	62,54	70,14	77,68	85,18	92,63	107,38	121,93	136,28
351	—	—	—	—	—	—	—	67,67	75,91	84,10	92,23	100,32	116,35	132,19	147,82
377	—	—	—	—	—	—	—	—	81,68	90,51	99,29	108,02	125,33	142,44	159,36
402	—	—	—	—	—	—	—	—	87,21	96,67	106,06	115,41	133,94	152,30	170,45
426	—	—	—	—	—	—	—	—	92,55	102,59	112,58	122,52	142,25	161,78	181,11

Примечание. Сортамент труб приведен неполностью.

Таблица 5

Сортамент стальных электросварных труб по ГОСТ 10015-58

Условный проход D_y, *мм*	Наружный диаметр, *мм*		Толщина стенки, *мм*								
	номинальный	допустимое отклонение	5	6	7	8	9	10	11	12	14
			Теоретический вес 1 пог. *м* трубы, *кг*								
400	426	±4,5	51,91	62,15	72,33	82,47	92,56	102,6	112,6	122,5	—
450	478	±5,0	58,83	69,84	81,31	92,73	104,1	115,4	126,7	137,9	—
500	529	±5,5	—	77,39	90,11	102,9	115,4	128,0	140,5	153,0	—
600	630	±6,5	—	92,33	107,5	122,7	137,8	152,9	167,9	182,9	—
700	720	±6,5	—	—	123,1	140,5	157,8	175,1	192,3	209,5	—
800	820	±7,0	—	—	140,3	160,2	180,0	199,8	219,5	239,1	287,3
900	920	±7,5	—	—	157,6	179,9	202,2	224,4	246,6	268,7	312,8
1000	1020	±8,5	—	—	—	199,7	224,4	249,1	273,7	298,3	347,3
1100	1020	±9,0	—	—	—	219,4	246,6	273,7	300,8	327,9	381,9
1200	1220	±9,0	—	—	—	—	268,8	298,4	328,0	357,5	416,4
1400	1420	±9,5	—	—	—	—	—	347,7	382,2	416,7	485,4

Примечание. Сортамент труб приведен неполностью.

Наружный диаметр $D_н$, *мм*	Толщина				
	0,5	0,75	1	1,25	1,5
	Теоретический вес 1 пог. *м*				
(5)	0,055	0,079	0,099	—	—
(6)	0,068	0,097	0,123	—	—
6,3	0,072	0,103	0,131	—	—
(7)	0,080	0,116	0,148	—	—
8	0,092	0,134	0,173	(0,208)	—
(9)	0,105	0,153	0,197	0,239	—
10	0,117	0,171	0,222	(0,270)	—
(11)	0,129	0,189	0,247	0,301	—
12	0,142	0,208	0,271	0,331	(0,388)
(13)	—	0,227	0,296	0,362	0,425
(14)	—	0,245	0,321	0,393	0,462
15	—	0,264	0,345	0,424	(0,499)
16	—	0,282	0,370	0,455	(0,536)
(17)	—	0,301	0,395	0,486	(0,573)
18	—	0,319	0,419	0,516	(0,610)
(19)	—	0,338	0,444	0,547	0,647
20	—	0,356	0,469	0,578	(0,684)
(21)	—	—	0,493	0,609	0,721
22	—	—	0,518	0,640	0,758
(23)	—	—	0,543	0,670	0,795
24	—	—	0,567	0,701	(0,832)
25	—	—	0,592	0,732	0,869
(26)	—	—	0,617	0,763	0,906
(27)	—	—	0,641	0,794	0,943
28	—	—	0,660	0,825	(0,980)
29	—	—	0,691	0,855	1,02
30	—	—	0,715	0,886	(1,05)
(31)	—	—	0,740	0,917	1,09
32	—	—	—	0,948	1,13
33	—	—	—	0,979	1,17
(34)	—	—	—	1,01	1,20
(35)	—	—	—	1,04	1,24
(36)	—	—	—	1,07	1,28
(37)	—	—	—	1,10	1,31

Таблица 6

ных труб по ГОСТ 1753-53

стенки, *мм*

1,75	2	2,25	2,5	2,75	3

труб (при уд. весе стали 7,85), *кг*

—	—	—	—	—	—
—	—	—	—	—	—
—	—	—	—	—	—
—	—	—	—	—	—
—	—	—	—	—	—
—	—	—	—	—	—
—	—	—	—	—	—
—	—	—	—	—	—
—	—	—	—	—	—
—	—	—	—	—	—
—	—	—	—	—	—
—	—	—	—	—	—
—	—	—	—	—	—
—	—	—	—	—	—
(0,701)	(0,798)	—	—	—	—
0,744	0,838	—	—	—	—
(0,788)	(0,888)	—	—	—	—
0,831	0,937	—	—	—	—
0,874	0,986	—	—	—	—
0,917	1,04	1,15	1,26	—	—
(0,960)	(1,09)	(1,21)	(1,33)	—	—
1,00	1,13	1,26	1,39	—	—
1,05	1,18	1,32	1,45	—	—
1,09	1,23	1,37	1,51	—	—
(1,13)	(1,28)	(1,43)	(1,57)	—	—
1,18	1,33	1,48	1,63	—	—
(1,22)	(1,38)	(1,54)	(1,70)	—	—
1,26	1,43	1,60	1,76	—	—
1,31	1,48	1,65	1,82	1,98	2,15
1,35	1,53	1,71	(1,88)	—	—
1,39	1,58	1,76	1,94	—	—
1,43	1,63	1,82	2,00	—	—
1,48	1,68	1,87	2,07	—	—
1,52	1,73	1,93	2,13	—	—

Наружный диаметр $D_н$, *мм*	Толщина						
	1,25	1,5	1,75	2	2,25	2,5	2,75
	Теоретический						
38	1,13	1,35	1,56	1,78	1,98	2,19	2,39
(39)	1,16	1,39	1,61	1,82	2,04	2,25	—
40	—	1,42	1,65	1,87	2,09	(2,31)	—
(41)	—	1,46	1,69	1,92	2,15	2,37	—
(42)	—	1,50	1,74	1,97	2,21	2,44	—
(43)	—	1,54	1,78	2,02	2,26	2,50	—
44,5	—	1,59	1,85	2,10	2,34	2,59	2,83
(46)	—	1,65	1,91	2,17	2,43	2,68	—
(47)	—	1,68	1,95	2,22	2,48	2,74	—
(48)	—	1,72	2,00	2,27	2,54	2,81	—
51	—	1,83	2,13	2,42	2,71	2,99	3,27
53	—	1,91	2,21	2,52	2,82	—	—
(54)	—	1,94	2,25	2,56	2,87	3,18	—
57	—	2,05	2,38	2,71	3,04	3,36	3,68
60	—	2,16	2,51	2,86	3,20	3,55	3,88
63,5	—	2,29	2,66	3,03	3,40	3,76	4,12
70	—	2,53	2,95	3,35	3,76	4,16	4,56
76	—	2,76	3,20	3,65	4,09	4,53	4,97
83	—	—	3,51	4,00	4,48	4,96	5,44
89	—	—	—	4,29	4,81	5,33	5,85
95	—	—	—	4,59	5,15	5,70	6,26
102	—	—	—	4,93	5,53	6,13	6,73
108	—	—	—	—	—	—	—
114	—	—	—	—	—	—	—
121	—	—	—	—	—	—	—
127	—	—	—	—	—	—	—
133	—	—	—	—	—	—	—
140	—	—	—	—	—	—	—
152	—	—	—	—	—	—	—

Примечание. Трубы, диаметр или вес которых заключен в скобки, с толщиной стенки не более 2,5 *мм*, за исключением взятых в скобки, изгото неволоченными. Для газопроводов применяются только мягкие трубы.

стенки, *мм*

3	3,25	3,5	3,75	4	4,25	4,5	4,75	5
вес 1 пог. *м* труб, *кг*								
2,59	—	—	—	—	—	—	—	—
—	—	—	—	—	—	—	—	—
—	—	—	—	—	—	—	—	—
—	—	—	—	—	—	—	—	—
—	—	—	—	—	—	—	—	—
—	—	—	—	—	—	—	—	—
3,07	—	—	—	—	—	—	—	—
—	—	—	—	—	—	—	—	—
—	—	—	—	—	—	—	—	—
—	—	—	—	—	—	—	—	—
3,55	3,83	4,10	—	—	—	—	—	—
—	—	—	—	—	—	—	—	—
—	—	—	—	—	—	—	—	—
4,00	4,31	4,62	—	—	—	—	—	—
4,22	4,55	4,88	—	—	—	—	—	—
4,48	4,83	5,18	—	—	—	—	—	—
4,96	5,35	5,74	—	—	—	—	—	—
5,40	5,83	6,26	6,68	7,10	7,51	7,93	—	—
5,92	6,39	6,86	7,33	7,79	8,25	8,71	—	—
6,36	6,87	7,38	7,88	8,38	8,88	9,38	9,87	—
6,81	7,35	7,90	8,44	—	—	—	—	—
7,32	7,91	8,50	9,09	9,67	10,25	10,82	11,39	11,96
7,77	8,40	9,02	9,64	10,26	—	—	—	—
8,21	8,88	9,54	10,20	10,85	11,50	12,15	12,80	13,44
8,73	9,44	10,14	10,84	11,54	12,24	—	—	—
9,17	9,92	10,66	11,40	12,13	12,87	13,59	14,32	15,04
—	—	11,18	11,95	12,73	—	14,26	15,02	15,78
—	—	11,78	12,60	13,42	14,23	15,04	15,84	16,65
—	—	12,82	13,71	14,60	15,49	16,37	17,25	18,13

изготовляются волочеными; трубы наружным диаметром не более 63,5 *мм* вляются как волочеными, так и неволочеными; остальные трубы изготовляются

а из труб диаметром более 150 *мм* — путем гнутья в горячем состоянии с набивкой труб просушенным речным песком с размером зерен 1—2 *мм*. Эти отводы рекомендуется применять на участках газопровода, не имеющих монтажных ограничений при укладке или нуждающихся в уменьшении потерь давления.

Гладкие отводы с углом поворота $\alpha = 30, 45$ и $60°$ представлены на рис. 27*а*, а размеры их приведены в табл. 7. Гладкий отвод с углом поворота 90° представлен на рис. 27*б*, а размеры его приведены в табл. 8.

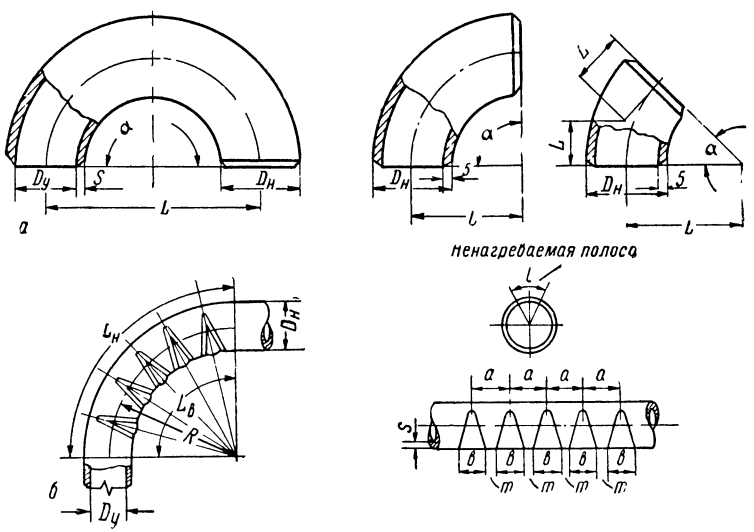


Рис. 28. Отводы: *а* — крутоизогнутые, *б* — складчатые.

Крутоизогнутые отводы, представленные на рис. 28*а*, изготовляются протяжкой нагретых отрезков труб на специальном приспособлении при помощи гидравлического пресса или штамповкой отрезков труб с косыми срезами на обоих концах в специальных штампах при помощи фрикционного или гидравлического прессов. Эти отводы рекомендуется применять на таких участках газопровода, в которых по местным условиям укладки газопровода требуется минимальный радиус поворота труб.

В табл. 9 приведены размеры крутоизогнутых отводов, применяемых на газопроводах.

Складчатые отводы, представленные на рис. 28*б*, изготовляются гнутьем труб в горячем состоянии после очередного нагрева каждого намеченного места складки в отдельности. Нагрев мест образования складок производится при помощи кислородно-ацетиленовых горелок, а гнутье — на гибочных стендах при помощи лебедок. Эти отводы рекомендуется применять на участках

Таблица 7

Размеры гладких отводов при $R=4d_н$

Условный проход $D_у$, *мм*	Размеры, *мм*								Вес, *кг*
	$D_н$	S	R	a	h	m	b	Длина заготовки	
С углом поворота $\alpha=30°$									
25	32	3,5	130	85	60	224	120	237	0,6
32	38	3,5	150	90	65	243	130	260	0,8
40	45	3,5	180	82	65	243	130	275	0,9
50	57	3,5	230	88	75	280	150	296	1,4
70	76	4,0	300	130	105	392	210	419	2,9
80	89	4,5	360	124	110	411	320	434	4,1
100	108	5,0	430	215	165	616	330	652	8,3
125	133	4,0	530	268	205	765	410	815	10,4
150	159	4,5	640	269	220	821	440	871	14,9
200	219	7,0	880	264	250	933	500	988	36,2
С углом поворота $\alpha=45°$									
25	32	3,5	130	85	99	239	140	273	0,7
32	38	3,5	150	88	106	256	150	290	0,9
40	45	3,5	180	85	113	273	160	310	1,2
50	57	3,5	230	85	127	307	180	349	1,6
70	76	4,0	300	126	177	426	250	482	3,5
80	89	4,5	360	121	191	460	270	522	4,9
100	108	5,0	430	212	276	665	390	759	9,7
125	133	4,0	530	260	340	820	480	938	12,0
150	159	4,5	640	265	375	905	530	1030	17,8
200	219	7,0	880	266	445	1075	630	1220	44,7
С углом поворота $\alpha=60°$									
25	32	3,5	130	85	139	240	160	306	0,8
32	38	3,5	150	93	156	270	180	343	1,0
40	45	3,5	180	86	165	285	190	360	1,2
50	57	3,5	230	87	191	330	220	415	1,9
70	76	4,0	300	127	260	450	300	568	4,0
80	89	4,5	360	122	286	495	330	621	5,8
100	108	5,0	430	212	398	690	460	874	11,1
125	133	4,0	530	264	494	855	570	1083	13,8
150	159	4,5	640	260	546	945	630	1190	20,4
200	219	7,0	880	260	667	1155	770	1440	53,0

Примечания. 1. При толщине стенки трубы менее 5 *мм* фаску под сварку не снимать. 2. Длина прямых участков (размер *а*) принята из условия изготовления отводов из отрезков труб на дорновых трубогибочных станках.

Таблица 8

Размеры гладких отводов с углом поворота $\alpha = 90°$ при $R = 4D$

Условный проход $D_у$, *мм*	Размеры, *мм*						Вес, *кг*
	D	S	R	a	l	Длина заготовки	
25	32	3,5	130	80	210	364	0,9
32	38	3,5	150	90	240	416	1,2
40	45	3,5	180	80	260	443	1,6
50	57	3,5	230	80	310	521	3,0
70	76	4,0	300	130	430	731	5,2
80	89	4,5	360	120	480	805	7,6
100	108	4,0	430	220	650	1115	11,5
125	133	4,0	530	270	800	1372	17,5
150	159	4,5	640	260	900	1525	26,2
200	219	7,0	880	260	1140	1902	69,6

Примечания. 1. При толщине стенки трубы менее 5 *мм* фаску под сварку не снимать. 2. Длина прямых участков (размер *а*) принята из условия изготовления отводов из отрезков труб на дорновых трубогибочных станках.

газопровода большого диаметра, на которых не представляется возможным применять гладкие отводы.

В табл. 10 приведены размеры складчатых отводов, применяемых на газопроводах.

Сварные отводы, представленные на рис. 29, изготовляются сваркой трех или четырех секторов, заготовленных из трубы путем механической резки ее на станках или газовой резки кислородно-ацетиленовым пламенем. Разметка трубы производится по шаблонам. Эти отводы рекомендуется применять на участках газопровода диаметром более 100 *мм*, имеющих по местным условиям укладки ограниченный радиус поворота.

Сварные отводы с углом поворота $\alpha = 30$, 45 и 60° представлены на рис. 29*а*, а размеры их приведены соответственно в табл. 11, 12 и 13. Сварные отводы с углом поворота 90° представлены на рис. 29*б*, а размеры их приведены в табл. 14.

Тройники и кресты, представленные на рис. 30, изготовляются сваркой заготовок (штуцеров) из труб. Разметка штуцеров по линии сопряжения их с основной трубой производится по шаблону. Наиболее широкое применение на газопроводах находят стальные тройники и кресты без фланцев, размеры которых приведены в табл. 15.

Таблица 9

Размеры крутоизогнутых отводов

Условный диаметр $D_у$, *мм*	Размеры, *мм*		$p_у$, *кг/см²* не более		α = 180°		α = 90°		α = 45°	
	$D_н$	S	Малоагрессивная среда	Среднеагрессивная среда	L, *мм*	Вес 1 шт., *кг*	L, *мм*	Вес 1 шт., *кг*	L, *мм*	Вес 1 шт., *кг*
40	48	4,0 *	160	—	—	—	60	0,50	—	—
		4,5	160	—	—	—	80	0,60	—	—
50	57	5	100	—	—	—	—	0,80	—	—
		6	—	100	—	—	—	1,20	—	—
	60	5	100	—	—	—	100	1,20	—	—
		6 *	—	100	—	—	—	1,40	—	—
70	76	6	100	—	—	—	105	1,70	—	—
80	89	6	100	—	—	—	—	3,20	—	—
		7	160	100	—	—	160	3,60	—	—
		9 *	—	160	—	—	—	5,00	—	—
100	108	6	100	—	—	—	—	3,80	—	—
		7 *	—	64	—	—	150	4,30	—	—
		9 *	—	100	—	—	—	5,00	—	—
		6 *	64	—	—	—	—	4,70	—	—
		7	64	—	—	—	200	5,00	—	—
		9	100	—	—	—	—	6,60	—	—
	114	6	100	—	—	—	150	3,80	—	—
		6 *	64	—	—	—	200	5,00	—	—
		12 *	100	—	—	—	—	9,50	—	—

* Изготовляется по особому заказу.

Продолжение табл. 9

Условный диаметр $D_у$, *мм*	Размеры, *мм*		$p_у$, *кГ/см²* не более		α = 180°		α = 90°		α = 45°	
	$D_н$	S	Малоагрессивная среда	Среднеагрессивная среда	L, *мм*	Вес 1 шт., *кг*	L, *мм*	Вес 1 шт., *кг*	L, *мм*	Вес 1 шт., *кг*
150	152	5	64	—	—	14,00	—	7,00	—	3,50
	159	6	64	—	—	16,00	—	8,00	—	4,00
		8	100	64	—	21,08	—	10,54	—	5,34
		11	—	100	450	28,40	225	14,20	93	7,10
	168	6 *	64	—	—	16,94	—	8,47	—	4,20
		8 *	100	64	—	26,70	—	13,10	—	6,60
		13 *	160	—	—	35,20	—	17,60	—	8,80
200	219	7	64	—	—	45,00	—	22,50	—	11,30
		11	100	64	—	53,20	—	26,60	—	13,30
		14 *	—	100	600	66,80	300	33,40	124	16,70
		17 *	160	—	—	80,00	—	40,00	—	20,00
250	273	9	64	—	750	69,60	—	34,80	—	17,40
		12	—	64	—	91,20	375	45,60	156	22,80
		14 *	100	—	—	105,60	—	52,80	—	26,40
300	325	9	40	—	—	67,60	—	33,80	—	16,90
		11	64	40	600	80,00	300	40,00	124	20,00
		14 *	—	64	—	102,00	—	51,00	—	25,50
350	377	9	40	—	700	89,00	350	44,50	145	22,30
		12	64	—	—	119,00	—	59,50	—	29,80
400	426	9	16	—	—	116,60	—	58,30	—	29,20
		10	40	—	800	142,00	400	71,00	166	35,50
		14 *	64	—	—	179,00	—	89,60	—	44,80
500	529	9	16	—	1000	181,20	500	90,60	207	45,30
		10	—	16	—	201,40	—	100,70	—	50,40

* Изготовляется по особому заказу.

Таблица 10

Размеры складчатых отводов, *мм*

Условный проход $D_у$	$D_н$	S	m	l	$R=2{,}5\ D_у$						$R=3\ D_у$						$R=3{,}5\ D_у$					
					R	a	$L_н$	$L_в$	n	$в$	R	a	$L_н$	$L_в$	n	$в$	R	a	$L_н$	$L_в$	n	$в$
250	273	7	49	140	625	240	1200	765	6	191	750	199	1395	925	8	150	875	200	1590	1160	9	150
300	325	8	56	170	750	213	1275	925	7	156	900	209	1670	1160	9	153	1050	191	1905	1390	11	135
350	377	8	56	200	875	239	1670	1080	8	182	1050	216	1945	1350	10	160	1175	195	2140	1550	12	138
400	426	9	63	220	1000	271	1900	1235	8	208	1200	235	2220	1550	10	184	1400	232	2540	1870	12	168
450	478	9	63	250	1125	268	2140	1390	9	204	1400	257	2570	1825	11	194	1575	278	2845	2100	13	174
560	529	9	63	270	1250	265	2380	1545	10	202	1500	252	2770	1940	12	189	1750	225	3160	2330	15	163
600	630	10	70	330	1500	285	2850	1865	11	215	1800	277	3320	2330	13	807	2100	253	3790	2800	16	180

Примечание. n — число складок.

Таблица 11

Размеры сварных отводов с углом поворота $\alpha=30°$ (при $R=D_у+50$), *мм*

Условный проход $D_у$	D	S	R	a	b	a_1	b_1	Шаблон для разметки										Вес, *кг*
								l	y_1	y_2	y_3	y_4	y_5	y_6	y_7	y_8	y_9	
200	219	6	250	93	35	72	43	688	35	38	44	53	64	75	84	91	93	5,6
250	273	7	300	114	42	82	46	858	42	45	52	64	78	92	104	111	114	9,5
300	325	8	350	134	48	92	49	1021	48	52	61	74	91	108	121	130	134	14,5
350	377	9	400	153	54	101	52	1184	54	58	69	85	104	122	138	149	153	21,2
400	426	6	450	172	61	111	55	1338	61	66	78	96	116	137	155	167	172	17,5
450	478	8	500	192	67	121	58	1502	67	72	86	106	130	153	173	187	192	28,7
500	529	7	550	212	73	131	61	1662	73	78	93	116	142	169	192	207	212	30,1
600	630	7	650	252	86	151	68	1978	86	92	110	137	169	200	228	246	252	41,7
700	720	8	750	290	100	170	75	2261	100	108	128	159	195	232	263	283	290	51,9

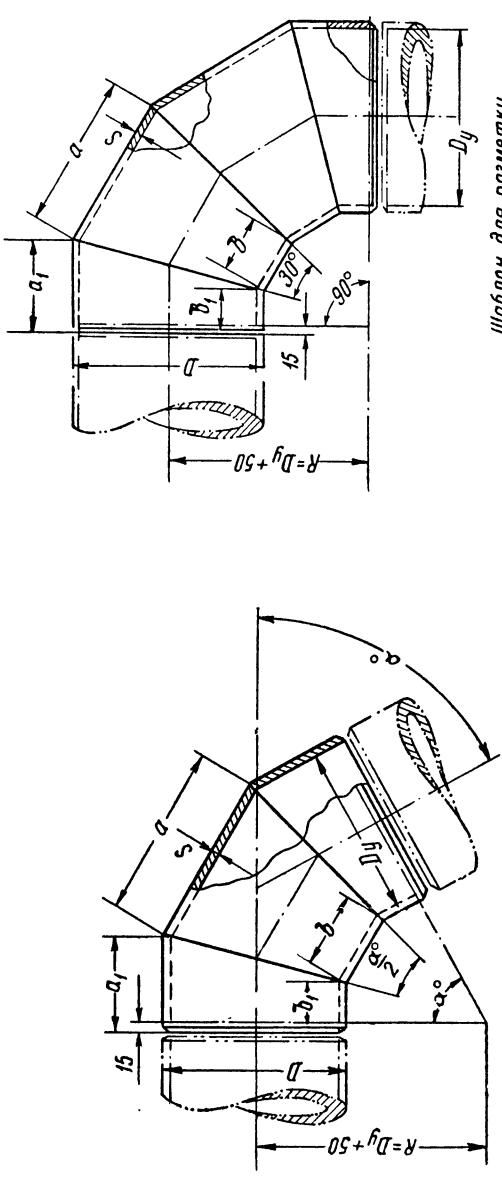


Рис. 29. Сварные отводы: *а* — с углом поворота $\alpha = 30°$, 45° и 60°, *б* — с углом поворота $\alpha = 90°$.

Таблица 12

Размеры сварных отводов с углом поворота $\alpha = 45°$ (при $R = D_y + 50$), *мм*

Условный проход D_y	D	S	R	a	b	a_1	b_1	Шаблон для разметки										Вес, *кг*
								l	y_1	y_2	y_3	y_4	y_5	y_6	y_7	y_8	y_9	
100	108	4	150	80	37	60	38	339	37	39	43	50	58	67	74	78	80	1,6
125	133	4	175	95	42	67	41	418	42	44	50	58	68	79	87	93	95	2,3
150	159	4,5	200	110	46	75	43	500	47	49	56	67	78	90	101	108	110	3,3
200	219	6	250	142	54	91	47	688	55	58	68	82	98	115	129	139	142	7,4
250	273	7	300	173	63	105	52	858	63	67	79	97	118	139	157	169	173	12,7
300	325	8	350	202	73	121	56	1021	73	78	92	113	138	162	183	197	202	19,7
350	377	9	400	232	82	136	61	1184	82	88	104	128	157	186	210	226	232	28,8
400	426	6	450	262	93	151	66	1338	93	99	118	145	178	210	237	256	262	24,6
450	478	8	500	292	102	166	71	1502	102	109	130	161	197	233	264	285	292	40,2
500	529	7	550	322	112	181	76	1662	112	120	143	177	217	257	291	314	322	42,7
600	630	7	650	382	131	211	85	1978	131	141	168	209	256	305	345	372	382	59,5
700	720	8	750	440	153	240	96	2261	153	164	195	242	296	351	396	429	440	88,8

Таблица 13

Размеры сварных отводов с углом поворота $\alpha = 60°$ (при $R = D_y + 50$), *мм*

Условный проход D_y	D	S	R	a	b	a_1	b_1	Шаблон для разметки										Вес, *кг*
								l	y_1	y_2	y_3	y_4	y_5	y_6	y_7	y_8	y_9	
100	108	4	150	108	50	69	40	339	50	52	58	68	79	90	100	106	108	1,9
125	133	4	175	128	57	79	44	418	57	60	67	79	92	106	118	125	128	2,8
150	159	4,5	200	148	63	89	46	500	63	66	75	90	106	121	136	145	148	4,1
200	219	6	250	191	74	110	52	688	74	78	91	110	132	155	174	187	191	19,3
250	273	7	300	232	86	131	58	858	86	92	108	131	159	187	210	226	232	16,0
300	325	8	350	273	99	152	65	1021	99	106	125	153	186	219	247	266	273	25,0

Продолжение табл. 13

Условный проход D_y	D	S	R	a	b	a_1	b_1	Шаблон для разметки										Вес, *кг*
								l	y_1	y_2	y_3	y_4	y_5	y_6	y_7	y_8	y_9	
350	377	9	400	314	112	172	71	1184	112	120	142	174	213	252	284	306	314	37,3
400	426	6	450	355	126	192	78	1338	126	135	160	196	240	285	321	346	355	31,7
450	478	8	500	395	138	212	84	1502	138	148	176	217	266	316	357	385	395	52,1
500	529	7	550	436	151	233	90	1662	151	162	193	239	294	348	394	425	436	55,9
600	630	7	650	515	177	272	104	1978	177	190	227	282	346	411	466	502	515	77,6
700	720	8	750	593	207	312	118	2261	207	221	263	326	400	474	537	578	593	116,8

Таблица 14

Размеры сварных отводов с углом поворота $\alpha = 90°$ (при $R = D_y + 50$), *мм*

Условный проход D_y	D	S	R	a	b	a_1	b_1	Шаблон для разметки										Вес, *кг*
								l	y_1	y_2	y_3	y_4	y_5	y_6	y_7	y_8	y_9	
100	108	4	150	108	50	69	40	339	50	52	58	68	79	90	100	106	108	2,7
125	133	4	175	128	57	79	44	418	57	60	67	79	92	106	118	125	128	4,0
150	159	4,5	200	148	63	89	46	500	63	66	75	90	106	121	136	145	148	5,9
200	219	6	250	191	74	110	52	688	74	78	91	110	132	155	174	187	191	13,5
250	273	7	300	232	86	131	58	858	86	92	108	131	159	187	210	226	232	23,3
300	325	8	350	273	99	152	65	1021	99	108	125	153	186	219	247	266	273	36,6
350	377	9	400	314	112	172	71	1184	112	120	142	174	213	252	284	306	314	54,7
400	426	6	450	355	126	192	78	1338	126	135	160	196	240	285	321	346	355	46,6
450	478	8	500	395	138	212	84	1502	138	148	176	217	266	316	357	385	395	76,7
500	529	7	550	436	151	233	90	1662	151	162	193	239	294	348	394	425	436	82,5
600	630	7	650	515	177	232	104	1978	177	190	227	282	346	411	466	502	515	114,8
700	720	8	750	593	207	312	118	2261	207	221	263	326	400	474	537	578	593	173,1

Таблица 15

Размеры стальных тройников и крестов, *мм*

Условные проходы $D_y \times D_y$	H	Труба			Штуцер		Шаблоны для разметки						Вес, *кг*	
		D	S	L	d	S_1	l	$a_1=a_9$	$a_2=a_8$	$a_3=a_7$	$a_4=a_6$	a_5	тройника	креста
700×700	630	720	8	1000	720	8	2261	270	297	375	492	630	187,0	233,8
700×600				900	630	7	1978	270	290	347	417	456	155,0	183,5
700×500				800	529	7	1662	270	285	322	365	385	134,0	155,5
700×450				750	478	8	1502	270	282	312	346	361	126,8	148,2
700×400				700	426	6	1338	270	279,5	303	329	340	112,7	127,0
700×350				650	377	9	1184	270	277	295	315	323	109,9	128,5
600×600	530	630	7	900	630	7	1978	215	239	307	409	530	124,4	151,1
600×500				800	529	7	1662	215	232	276,5	331	359	104,4	122,8
600×450				750	478	8	1502	215	229	264	305	325	98,3	116,0
600×400				700	426	6	1338	215	226	253,5	284	298	86,5	98,0
600×350				650	377	9	1184	215	224	243	267	277	83,0	96,0
600×300				600	325	8	1021	215	222	238	254	261	76,3	88,1
500×500	430	529	7	800	529	7	1662	165,5	186	243	329	430	90,5	111,4
500×450	420			750	478	8	1502	155,5	171	214	270	301	84,2	100,0
500×400	410			700	426	6	1338	145,5	158,5	192	233,5	253,5	70,8	78,1
500×350	400			650	377	9	1184	135,5	145,5	172	201,5	211,6	70,0	80,8
500×300	390			600	325	8	1021	125,5	133	152	172	181	61,3	68,0
500×250	380			550	273	7	858	115,5	120,5	132,5	146,5	152,5	53,8	57,6
450×450	400	478	8	750	478	8	1502	161	179	231	308	400	87,7	105,9
450×400	385			700	426	6	1338	146	159,5	199	248,5	276	72,1	79,2

Продолжение табл. 15

Условные проходы $D_у \times D_у$	H	Труба			Штуцер		Шаблоны для разметки						Вес, *кг*	
		D	S	L	d	S_1	l	$a_1=a_9$	$a_2=a_8$	$a_3=a_7$	$a_4=a_6$	a_5	тройника	креста
450×350	375	478	8	650	377	9	1184	136	147	179,5	211	228	70,2	80,9
450×300	365			600	325	8	1021	126	134	155,5	179	190	61,7	68,1
450×250	355			550	273	7	858	116	121,5	136,5	152	158	54,5	58,0
400×400	360	426	6	700	426	6	1338	147	163	209	279	360	54,7	65,9
400×350	350			650	377	9	1184	137	149,5	183,5	227	250	54,3	68,1
400×300	340			600	325	8	1021	127	136	160,5	188	202	45,7	53,9
400×250	330			550	273	7	858	117	123,5	140	159	167	39,0	43,8
400×200	320			500	219	6	688	107	111	121,5	132,5	137	36,7	39,4
350×350	325	377	9	650	377	9	1184	136,5	151	192	253	325	66,6	80,2
350×300	315			600	325	8	1021	126,5	137	165	201	219,5	56,3	63,6
350×250	305			550	273	7	858	116,5	124	143	165	175	48,9	52,8
350×200	295			500	219	6	688	106,5	111,5	123	135,5	141,5	42,9	44,8
350×150	285			450	159	4,5	500	96,5	99	105	111,5	114	37,3	37,9
300×300	300	325	8	630	325	8	1021	137,5	150	185	238	300	46,4	57,2
300×250	290			530	273	7	858	127,5	136	159	187,5	202	38,3	43,6
300×200	280			480	219	6	688	117,5	123	137	153	160	32,6	35,2
300×150	270			430	169	4,5	500	107,5	110	117	125	128	28,0	29,0
300×125	260			400	133	4	418	97,5	99,5	104,5	109,5	111,5	25,6	26,2
250×250	250			510	273	7	858	113,5	124	153	198	250	29,6	35,8
250×200	240			450	219	6	688	103,5	110	128	148,5	158,5	23,4	26,2

Продолжение табл. 15

Условные проходы $D_у \times D_у$	H	Труба			Штуцер		Шаблоны для разметки						Вес, *кг*	
		D	S	L	d	S_1	l	$a_1=a_9$	$a_2=a_8$	$a_3=a_7$	$a_4=a_6$	a_5	тройника	креста
250×150	230	273	7	410	159	4,5	500	93,5	97	105,5	115	119	19,8	20,8
250×125	220			380	133	4	418	83,5	86	92	98	101	17,9	18,4
250×100	220			360	108	4	339	85,5	85,5	89	92,5	94,5	17,1	17,7
200×200	200	219	6	440	219	6	688	110,5	119	143	178	220	17,8	21,8
200×150	210			390	159	4,5	500	100,5	105	116	129	135	13,6	15,0
200×125	200			360	133	4	418	90,5	93,5	101	110	113	12,6	13,9
200×100	200			340	108	4	339	90,5	92,5	97,5	102,5	105	11,3	11,9
200×80	190			320	89	4	280	80,5	82	85,5	88,5	90,5	10,6	11,1
150×150	180	159	4,5	370	159	4,5	500	100,5	106,5	124	150	180	8,2	10,1
150×125	175			340	133	4	418	95,5	100	111	124,5	131,5	7,0	8,1
150×100	170			320	108	4	339	90,5	93	100	108	112	6,2	6,9
150×80	170			300	89	4	280	90,5	92,5	97	102	104	5,8	6,3
125×125	160	133	4	300	133	4	418	93,5	98,5	113	134,5	160	5,1	6,2
125×100	160			300	108	4	339	93,5	97	105,5	116	121	4,8	5,6
125×80	150			275	89	4	280	83,5	85,6	91,5	98	100	4,4	5,4
100×100	150	108	4	300	108	4	339	96	100	112	129	150	4,1	5,3
100×80	130			275	89	4	280	76	79	86	95	99,5	3,5	4,5
80×80	130	89	4	275	89	4	280	85,5	89	98,5	113	130	3,2	4,1
80×50	130			250	60	4	188	85,5	87	91	96	98	2,6	3,0
50×50	100	60	4	225	60	4	188	70,0	72	78	88	100	1,7	2,1

Переходы, представленные на рис. 31, изготовляются из листовой стали с толщиной стенки, равной или близкой к толщине стенки трубы, путем свертывания заготовки, вырезанной по шаблону, и сварки продольного шва на ней. В табл. 16 приведены размеры стальных переходов, применяемых на газопроводах.

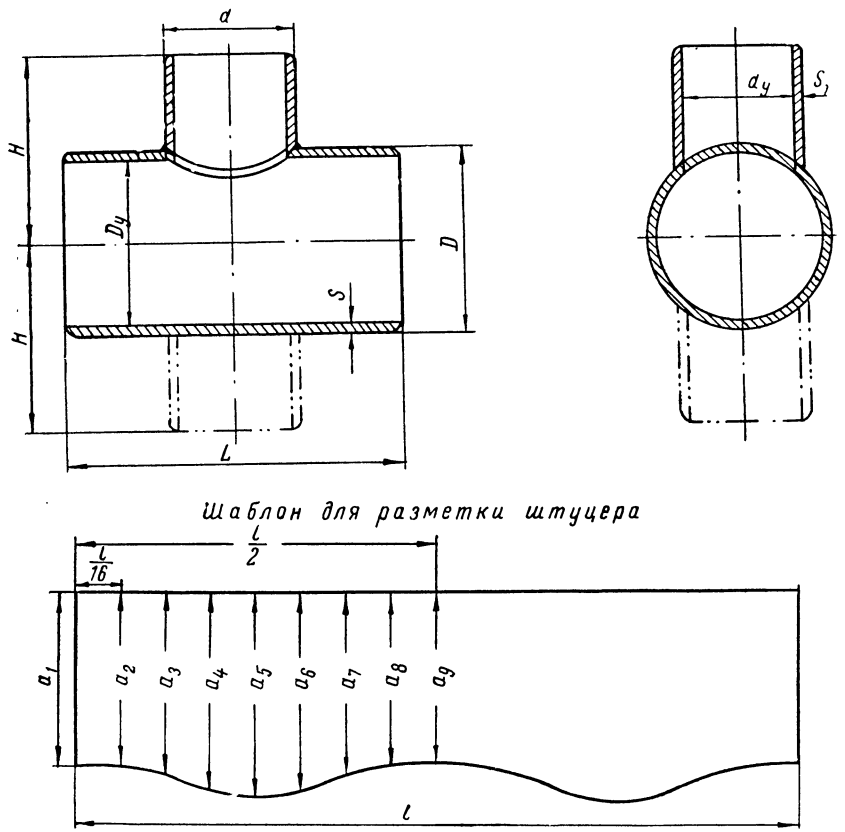


Рис. 30. Тройник и крест.

Заглушки, применяемые на газопроводах, выполняются в основном двух типов: заглушки плоские вварные и заглушки цилиндрические. Первые изготовляются из листовой стали путем механической обработки заготовок на токарных станках, а вторые — из труб путем вырезки из них заготовок по шаблону.

Заглушки плоские вварные представлены на рис. 32 *а*, а размеры их приведены в табл. 17, цилиндрические заглушки представлены на рис. 32 *б*, а размеры их — в табл. 18.

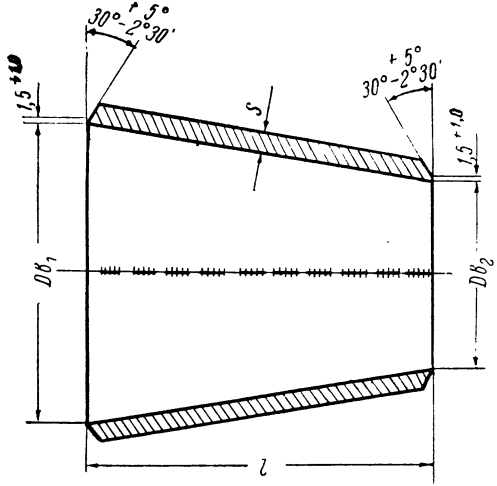
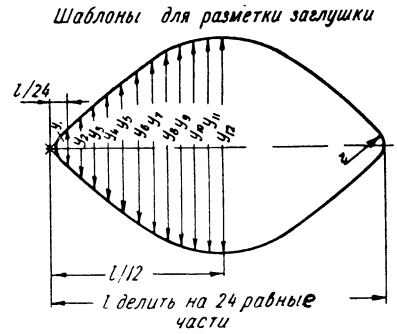


Рис. 31. Переход.



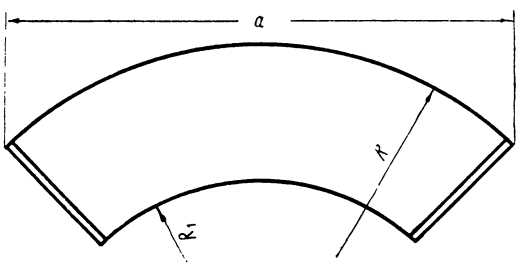
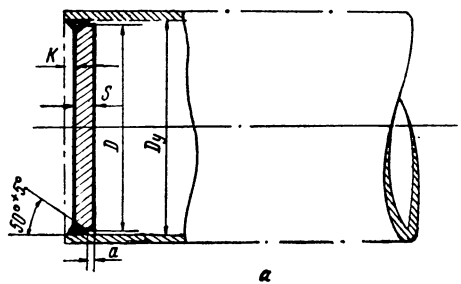


Рис. 32. Заглушки: *а* — плоские вварные, *б* — цилиндрические.



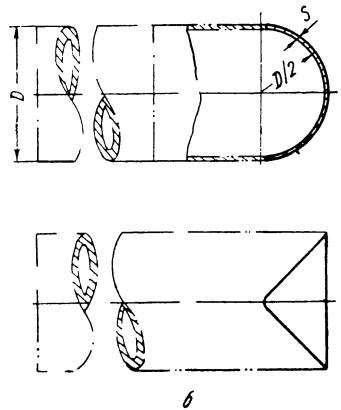


Таблица 16

Размеры стальных переходов

Условные проходы $D_{y1} \times D_{y2}$	Размеры, *мм*							Вес, *кг*
	$D_{в1}$	$D_{в2}$	L	S	Развертка			
					R	R_1	a	
700×350	704	359	850	8	1791	924	2094	92,2
700×400		414	750	8	1875	1111	2107	84,9
700×450		462	650	8	1944	1283	2116	76,7
700×500		515	550	8	2102	1544	2133	67,6
700×600		616	350	8	2853	2500	2180	46,4
600×300	616	309	750	8	1556	791	1833	70,9
600×350		359	650	8	1616	954	1842	64,5
600×400		414	550	8	1727	1167	1857	57,1
600×450		462	450	8	1848	1392	1869	48,9
600×500		515	350	8	2185	1831	1895	39,8
500×250	515	259	650	7	1351	689	1541	44,8
500×300		309	550	7	1419	860	1550	39,9
500×350		359	450	7	1528	1072	1562	34,8
500×400		414	350	7	1827	1473	1586	28,5
500×400		462	250	7	2476	2225	1608	21,1
450×250	462	259	550	7	1292	733	1395	35,3
450×300		309	450	7	1399	943	1406	30,7
450×350		359	350	7	1612	1258	1422	25,3
450×400		414	250	7	2454	2202	1451	19,3
400×200	414	207	550	7	1139	580	1250	30,2
400×250		259	450	7	1241	785	1261	26,6
400×300		309	350	7	1419	1065	1275	22,2
400×350		359	250	7	1925	1674	1297	17,0
350×150	359	150	550	7	980	420	1085	25,2
350×200		207	450	7	1099	642	1096	22,8
350×250		259	350	7	1294	940	1113	19,3
350×300		309	250	7	1843	1592	1133	14,7
300×150	309	150	450	7	908	451	944	18,7
300×200		207	350	7	1096	742	959	16,1
300×250		259	250	7	1588	1336	979	12,8

Продолжение табл. 16

Условные проходы $D_{y1} \times D_{y2}$	Размеры, *мм*							Вес, *кг*
	$D_{в1}$	$D_{в2}$	L	S	Развертка			
					R	R_1	a	
250×100	259	100	450	6	762	305	792	12,5
250×125		125	400	6	802	397	796	11,9
250×150		150	350	6	861	507	800	11,0
250×200		207	250	6	1281	1030	818	8,9
200×100	207	100	350	5	702	348	641	6,9
200×125		125	300	5	783	480	646	6,3
200×150		150	250	5	936	684	652	5,7
150×80	150	81	300	4	673	370	473	3,7
150×100		100	250	4	773	522	476	3,1
150×125		125	200	4	1232	1031	481	2,6
125×80	125	81	250	4	735	484	400	2,7
125×100		100	200	4	1032	831	403	2,3
100×50	100	52	250	4	544	293	322	2,0
100×80		81	200	4	1097	897	326	1,9
80×50	81	52	200	4	587	386	265	1,4

Таблица 17

Размеры вварных заглушек из листовой стали по ГОСТ 5681-57

Условный проход D_y, *мм*	Размеры, *мм*				Вес, *кг*
	D	S	a	K	
Для $p_y \leq 3$ *кГ/см²*					
50	50	5	1,5	5	0,07
70	66	5	1,5	5	0,14
80	78	5	1,5	5	0,19
100	97	6	2	6	0,35
125	122	6	2	6	0,55
150	147	7	3	8	0,92
200	204	9	3	10	2,2
250	255	11	3	12	4,3
300	305	13	3	12	7,4
350	354	14	3	15	10,8
400	410	16	3	18	16,4

Продолжение табл. 17

Условный проход D_y, *мм*	Размеры, *мм*				Вес, *кг*
	D	*S*	*a*	*K*	
450	458	16	3	18	23,0
500	511	20	3	20	32,2
600	611	23	3	22	50,5
700	698	25	3	25	75,0
	Для $p_y \leq 6$ *кГ/см²*				
50	50	5	1,5	5	0,07
70	66	5	1,5	5	0,14
80	78	6	1,2	5	0,22
100	97	6	2	8	0,34
125	122	8	2	8	0,73
150	147	10	3	10	1,33
200	204	12	3	10	3,08
250	255	14	3	12	5,6
300	305	18	3	12	10,2
350	354	20	3	15	15,5
400	409	22	3	18	22,7
	Для $p_y \leq 10$ *кГ/см²*				
50	50	5	2	5	0,07
70	66	6	2	5	0,17
80	78	7	2	6	0,26
100	97	8	3	6	0,46
125	122	10	3	8	0,92
150	147	12	3	10	1,58
200	204	15	3	15	3,66
250	255	18	3	18	7,0
300	305	22	3	20	12,5
350	354	25	3	25	19,3
400	410	29	3	28	29,8
450	458	32	3	30	41,0
500	511	35	3	35	56,4
	Для $p_y \leq 16$ *кГ/см²*				
25	24	5	1,5	5	0,018
32	30	5	1,5	5	0,032
40	38	5	1,5	5	0,045
50	50	6	2	6	0,093
70	68	8	2	8	0,214
80	78	8	2	8	0,300
100	97	10	3	9	0,580
125	122	12	3	11	1,10
150	147	14	3	13	1,86
200	204	18	3	17	4,19
250	255	22	4	20	8,52
300	305	26	4	24	14,86

Таблица 18

Размеры цилиндрических заглушек для $p_y \leq 16$ кГ/см²

Условный проход D_y, мм	D	S	Размеры шаблона, мм														Вес, кг
			l	r	y_1	y_2	y_3	y_4	y_5	y_6	y_7	y_8	y_9	y_{10}	y_{11}	y_{12}	
350	377	9	592	35	49	98	144	188	229	266	299	326	348	364	374	377	9,9
400	426	6	668	40	56	110	163	213	259	301	338	368	394	411	422	426	8,5
450	478	8	750	40	62	124	183	239	291	337	379	413	441	461	474	478	14,2
500	529	7	830	45	69	137	202	265	322	373	419	458	489	510	524	529	15,4
600	630	7	988	50	82	163	241	315	384	445	500	545	582	608	624	630	21,7
700	720	8	1130	55	94	186	276	360	438	508	571	623	665	695	713	720	32,4

Компенсаторы, применяемые к установке на газопроводах, могут быть П-образными и линзовыми. П-образные компенсаторы, представленные на рис. 33, изготовляются из труб путем гнутья их в холодном или горячем состоянии (в зависимости от диаметра). Эти компенсаторы рекомендуется изготавливать из одной трубы, однако при длине заготовки более 9,0 *м* их допустимо изготавливать из двух и более труб. При этом сварные стыки не следует располагать в средней части спинки компенсатора, так как она подвержена наибольшим напряжениям.

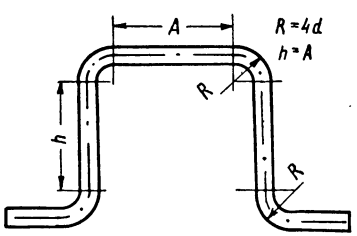


Рис. 33. П-образный компенсатор.

П-образные компенсаторы также могут быть изготовлены из готовых гладких или складчатых отводов. При этом расстояние от сварного шва до начала закругления (кроме крутоизогнутых отводов) должно быть равно наружному диаметру трубы, но не менее 100 *мм*. Применение сварных отводов для компенсаторов следует, по возможности, ограничивать, так как они обладают меньшей гибкостью по сравнению с другими отводами. П-образные компенсаторы рекомендуются к установке на надземных межцеховых и цеховых газопроводах. В табл. 19 приведены размеры П-образных компенсаторов, применяемых к установке на газопроводах.

Сальниковые компенсаторы обладают большей компенсирующей способностью, однако из-за их негерметичности и необходимости в постоянном надзоре за ними они не допускаются к установке на газопроводах.

Таблица 19

Размеры П-образных гладких компенсаторов при $R=4D_y$ и $h=A$, *мм*

Компенсирующая способность, *мм*	$D_н=76$		$D_н=89$		$D_н=108$		$D_н=133$		$D_н=159$		$D_н=219$		$D_н=273$		$D_н=325$	
	l	*G*	*l*	*G*	*l*	*G*	*l*	*G*	*l*	*G*	*l*	*G*	*l*	*G*	*l*	*G*
50	3100	19,5	3260	22,6	3633	32,5	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
60	3500	22,0	3590	24,5	3963	36,6	4 290	48,0	—	—	—	—	—	—	—	—
75	3800	24,0	4040	27,6	4443	40,0	4 740	53,0	5 240	100	—	—	—	—	—	—
100	4400	27,7	4640	31,8	5133	46,0	5 550	62,0	6 055	115	6 930	218	7 600	396	—	—
125	4900	30,8	5240	35,8	5763	52,0	6 240	69,7	6 385	121	7 590	240	8 650	450	—	—
150	5470	34,5	5870	40,0	6303	57,0	6 840	76,5	7 405	141	8 520	270	9 100	475	—	—
175	5850	37,0	6230	42,5	6843	61,5	7 440	83,0	8 065	153	9 180	290	9 580	500	11 400	920
200	6250	39,4	6650	45,2	7293	65,5	8 040	91,5	8 665	165	9 870	310	10 300	538	11 910	958
225	6450	40,5	7040	48,0	7833	70,5	8 490	95,0	9 175	174	10 470	330	10 750	563	12 510	1000
250	7030	44,2	7520	51,5	8223	74,0	8 940	100	9 715	184	11 130	350	11 200	585	13 110	1050
275	7420	46,7	7940	54,0	8643	78,0	9 390	105	10 295	195	11 670	366	11 650	610	13 560	1085
300	7750	48,8	8300	56,5	9093	82,5	9 910	110	10 765	204	12 270	387	12 100	630	14 010	1120
325	8050	50,8	8600	58,5	9453	85,0	10 350	114	11 215	212	12 780	405	12 400	650	14 700	1170
350	8400	53,0	8930	61,0	9903	89,5	10 830	121	11 755	222	13 440	423	—	—	15 210	1210

Примечание. *l* — длина заготовки, *мм*; *G* — приблизительный вес, *кг*; $D_н$ — наружный диаметр, *мм*.

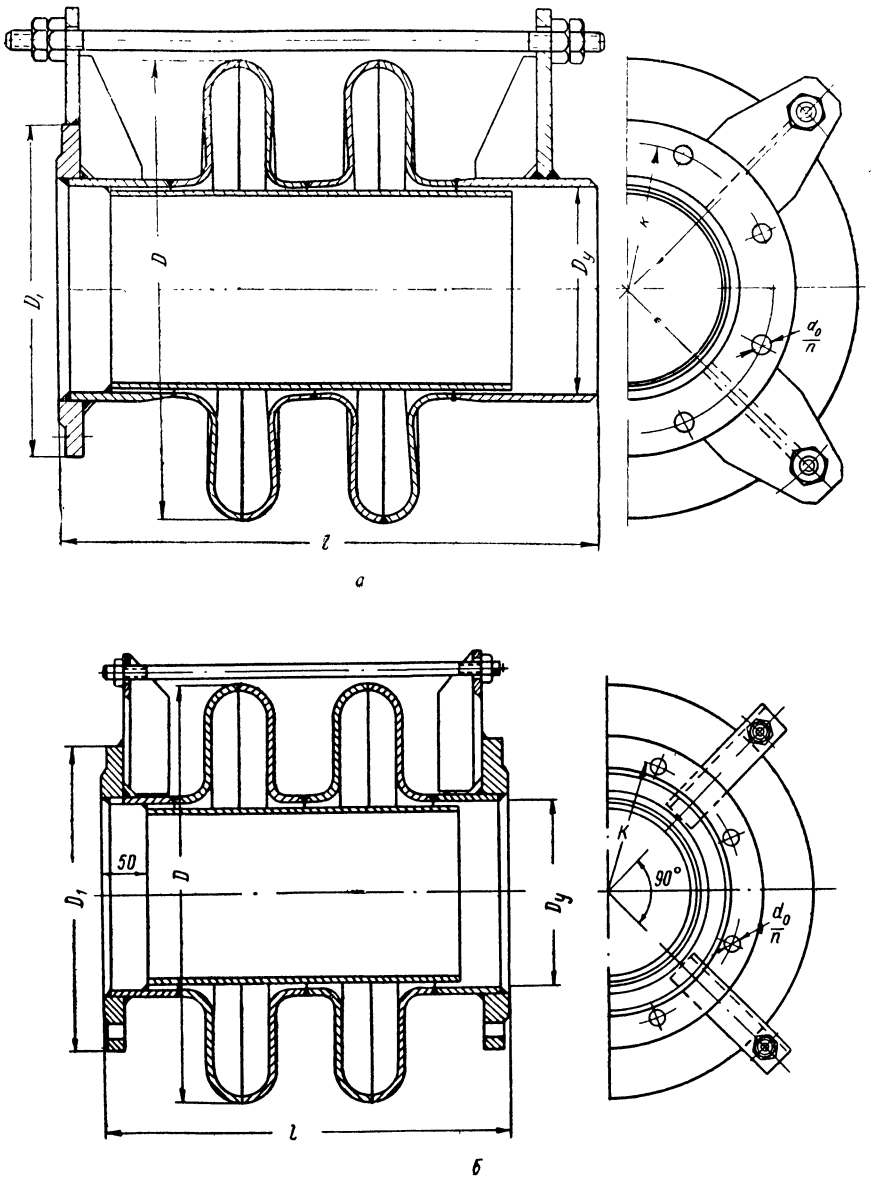


Рис. 34. Двухлинзовые компенсаторы: *а* — с одним фланцем, *б* — с двумя фланцами.

Линзовые компенсаторы изготовляются из тонколистовой стали путем приварки друг к другу отдельных штампованных полулинз. На газопроводах могут применяться двухлинзовые компенсаторы с двумя фланцами, с одним фланцем и без фланцев. Особенно широкое применение находят двухлинзовые компенсаторы с одним фланцем (рис. 34*а*) и с двумя фланцами (рис. 34*б*). Оба компенсатора выпускаются на условное давление $p_y \leqslant 3$ и $\leqslant 6$ *кГ/см*^{2}. Размеры двухлинзовых компенсаторов с одним фланцем приведены в табл. 20, а с двумя фланцами — в табл. 21.

Таблица 20

Габаритные размеры двухлинзовых компенсаторов с одним фланцем

Условный проход D_y, *мм*	Полная компенсирующая способность, *мм*	Размеры, *мм*				Отверстия под болты		Вес, *кг*
		l	D	D_1	K	n	d	
		Для $p_y \leqslant 3$ *кГ/см*^{2}						
100	20	500	360	215	180	8	18	24,1
125	20	500	380	245	210	8	18	27,2
150	20	500	420	280	240	8	23	33,2
200	20	500	460	335	245	8	23	40,9
250	20	500	525	390	350	12	23	54,7
300	20	500	575	440	400	12	23	63,1
350	20	500	625	500	460	16	23	75,7
400	20	500	675	565	515	16	25	80,7
450	20	500	725	615	565	20	25	93,4
500	20	500	800	670	620	20	25	106,8
600	20	500	900	730	725	20	30	126,7
700	20	500	1000	895	840	24	30	161,5
		Для $p_y \leqslant 6$ *кГ/см*^{2}						
100	14	550	360	215	180	8	18	45,6
125	14	550	—	—	—	—	—	—
150	14	550	420	280	240	8	23	56,0
200	14	550	460	335	245	8	23	65,7
250	10	550	525	390	350	12	23	85,5
300	10	550	575	440	400	12	23	96,7
350	10	550	625	500	460	16	23	125,0
400	10	550	675	565	515	16	25	129,4
450	10	550	725	615	565	20	25	145,5
500	10	550	800	670	620	20	25	161,2
600	10	550	900	730	725	20	30	201,8
700	10	550	1000	895	840	24	30	240,1

Таблица 21

Габаритные размеры двухлинзовых компенсаторов с двумя фланцами

Условный проход D_y, *мм*	Полная компенсирующая способность, *мм*	Размеры, *мм*				Отверстия под болты		Вес, *кг*
		l	D	D_1	K	n	d	
		Для $p_y \leqslant 3$ *кГ/см²*						
100	20	450	360	215	180	8	18	26,7
125	20	450	380	245	210	8	18	30,9
150	20	450	420	280	240	8	23	37,5
200	20	450	460	335	245	8	23	46,4
250	20	450	525	390	350	12	23	61,4
300	20	450	575	440	400	12	23	69,9
350	20	450	625	500	460	16	23	84,5
400	20	450	675	565	515	16	25	95,6
450	20	450	725	615	565	20	25	109,0
500	20	450	800	670	620	20	25	127,6
600	20	450	900	730	725	20	30	151,0
700	20	450	1000	895	840	24	30	199,4
		Для $p_y \leqslant 6$ *кГ/см²*						
100	14	500	360	215	180	8	18	47,4
125	14	500	—	—	—	—	—	—
150	14	500	420	280	240	8	23	58,6
200	14	500	460	335	245	8	23	68,3
250	10	500	525	390	350	12	23	90,0
300	10	500	575	440	400	12	23	101,0
350	10	500	625	500	460	16	23	129,2
400	10	500	675	565	515	16	25	138,6
450	10	500	725	615	565	20	25	155,7
500	10	500	800	670	620	20	25	175,4
600	10	500	900	730	725	20	30	217,5
700	10	500	1000	895	840	24	30	270,6

Фланцы разделяются на стальные плоские приварные (ГОСТ 1265-54), стальные, приварные встык (ГОСТ 1260-54), стальные свободные, на приварном кольце (ГОСТ 1268-54) и стальные свободные, на отбортованной трубе (ГОСТ 1272-54). Наибольшее применение в строительстве газопроводов на предприятиях находят фланцы стальные плоские приварные (рис. 35), изготовляемые штамповкой заготовок из круглых болванок.

Так как фланцы применяются главным образом для соединения газопровода с арматурой, а последняя в большинстве своем имеет

фланцы с присоединительными размерами для $p_y \leqslant 10$ *кГ/см²*, то для фланцев, применяемых на газопроводах с $p_y \leqslant 2{,}5$ *кГ/см²*, присоединительные размеры приняты для $p_y \leqslant 10$ *кГ/см²* по ГОСТ 1234-54, а толщина их — по ГОСТ 1255-54.

В табл. 22 приведены размеры стальных плоских приварных фланцев.

Сборники конденсата делятся в зависимости от: а) давления газа в них — на сборники низкого и среднего давления; б) степени влажности газа — на сборники для осушенного и влажного газов.

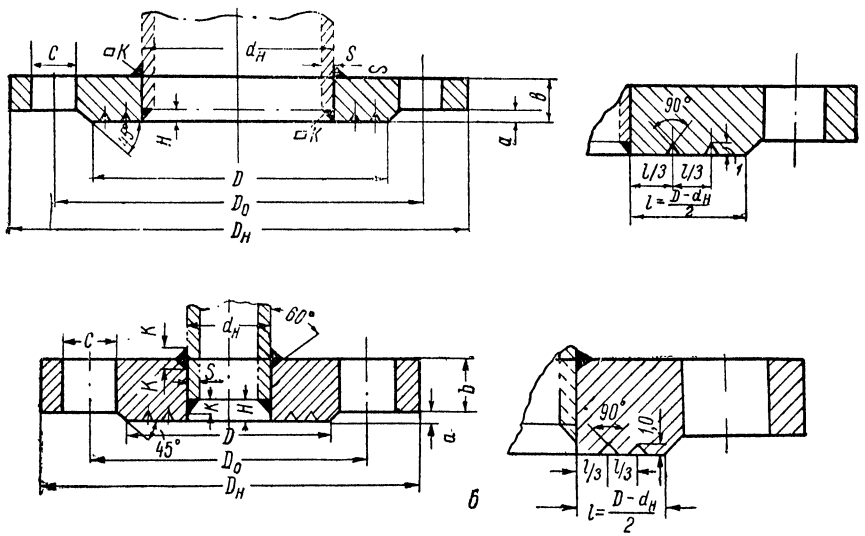


Рис. 35. Фланцы стальные плоские приварные: *а* — фланец на $p_y \leqslant 2{,}5$, 6 и 10 *кГ/см²*; *б* — фланец на $p_y \leqslant 16$ *кГ/см²*.

Для уменьшения габаритных размеров сборники конденсата этих типов разделены на сборники малых диаметров от 50 до 125 *мм* и сборники больших диаметров от 150 до 500 *мм*.

Сборники конденсата изготовляются при помощи сварки труб разных диаметров. Они представляют собой закрытую емкость с входным и выходным патрубками, снабженную отводной трубкой, выведенной на поверхность земли под ковер. Для определения наличия блуждающих токов в газопроводе путем замера разности потенциалов между трубой и грунтом в конструкции сборника предусматривается металлический пруток, к которому присоединяется контакт от электроизмерительного прибора. Вторым контактом для прибора может служить металлический стержень, забиваемый в грунт вблизи сборника.

На рис. 36 представлены сборники конденсата низкого давления, устанавливаемые на газопроводах низкого давления.

Таблица 22

Размеры стальных плоских приварных фланцев, *мм*

Условный проход D_y, *мм*	Труба $d_н \times S$	Фланец						Болты		Приварка		Вес, *кг*
		$D_н$	D_0	D	a	b	c	Количество	Размер	K	H	
					Для $p_y \leq 2{,}5$ *кГ/см²*							
25	34×4	115	85	68	2	12	14	4	M12	4	5	0,8
32	40×4	135	100	78	2	12	18	4	M16	4	5	1,0
40	48×4	145	110	88	3	12	18	4	M16	4	5	1,1
50	60×4	160	125	102	3	12	18	4	M16	4	5	1,4
70	76×4	180	145	122	3	14	18	4	M16	5	6	2,0
80	89×4	195	160	138	3	14	18	4	M16	5	6	2,2
100	108×4	215	180	158	3	14	18	8	M16	5	6	2,5
125	133×4	245	210	188	3	14	18	8	M16	5	6	3,5
150	159×4,5	280	240	212	3	16	23	8	M20	5	6	4,3
200	219×6	335	295	268	3	18	23	8	M20	7	8	6,0
250	273×7	390	350	320	3	22	23	12	M20	8	9	9,0
300	325×8	440	400	370	4	22	23	12	M20	9	10	10,0
350	377×9	500	460	430	4	22	23	16	M20	10	11	12,4
400	426×6	565	515	482	4	22	25	16	M22	7	8	15,0
450	478×8	615	565	532	4	24	25	20	M22	9	10	18,5
500	529×7	670	620	585	4	24	25	20	M22	8	9	21,3
600	630×7	780	725	685	5	24	30	20	M27	8	9	25,0
700	720×8	895	840	800	5	26	30	24	M27	9	10	29,9
					Для $p_y \leq 6$ *кГ/см²*							
25	34×4	115	85	68	2	14	14	4	M12	4	5	0,89
32	40×4	135	100	78	2	16	18	4	M16	4	5	1,4
40	48×4	145	110	88	3	16	18	4	M16	4	5	1,5
50	60×4	160	125	102	3	16	18	4	M16	4	5	1,8
70	76×4	180	145	122	3	16	18	4	M16	5	6	2,2
80	89×4	195	160	138	3	18	18	4	M16	5	6	2,8
100	108×4	215	180	158	3	18	18	8	M16	5	6	3,2
125	133×4	245	210	188	3	20	18	8	M16	5	6	4,4
150	159×4,5	280	240	212	3	20	23	8	M20	5	6	5,4
200	219×6	335	295	268	3	22	23	8	M20	7	8	7,4
250	273×7	390	350	320	3	24	23	12	M20	8	9	9,7
300	325×8	440	400	370	4	24	23	12	M20	9	10	10,9
350	377×9	500	460	430	4	26	23	16	M20	10	11	14,1
400	426×6	565	515	482	4	28	25	16	M22	7	8	18,9
450	478×8	615	565	532	4	28	25	20	M22	9	10	21,6
500	529×7	670	620	585	4	30	25	20	M22	8	9	26,6
600	630×7	780	725	685	5	30	30	20	M27	8	9	31,4
700	720×8	895	840	800	5	32	30	24	M27	9	10	47,2

Продолжение табл. 22

Условный проход D_y, *мм*	Труба $d_н \times S$	Фланец						Болты		Приварка		Вес, *кг*
		$D_н$	D_0	D	a	b	c	Количество	Размер	K	H	
					Для $p_y \leq 10$ *кГ/см²*							
25	34×4	115	85	68	2	14	14	4	М12	4	5	0,89
32	40×4	135	100	78	2	16	18	4	М16	4	5	1,4
40	48×4	145	110	88	3	18	18	4	М16	4	5	1,71
50	60×4	160	125	102	3	18	18	4	М16	4	5	2,09
70	76×4	180	145	122	3	20	18	4	М16	5	6	2,84
80	89×4	195	160	138	3	20	18	4	М16	5	6	3,24
100	108×4	215	180	158	3	22	18	8	М16	5	6	4,01
125	133×4	245	210	188	3	24	18	8	М16	5	6	5,4
150	159×4,5	280	240	212	3	24	23	8	М20	5	6	6,12
200	219×6	335	295	268	3	24	23	8	М20	7	8	8,24
250	273×7	390	350	320	3	26	23	12	М20	8	9	10,7
300	325×8	440	400	370	4	28	23	12	М20	9	10	12,9
350	377×9	500	460	430	4	28	23	16	М20	10	11	15,9
400	426×6	565	515	482	4	30	25	16	М22	7	8	21,8
450	478×8	615	565	532	4	30	25	20	М22	9	10	24,4
500	529×7	670	620	585	4	32	25	20	М22	8	9	27,7
600	630×7	780	725	685	5	36	30	20	М27	8	9	39,4
700	720×8	895	840	800	5	38	30	24	М27	9	10	56,2
					Для $p_y \leq 16$ *кГ/см²*							
25	34×4	115	85	68	2	18	14	4	М12	5	6	1,17
32	40×4	135	100	78	2	18	18	4	М16	5	6	1,6
40	48×4	145	110	88	3	20	18	4	М16	5	6	2,0
50	60×4	160	125	102	3	22	18	4	М16	5	6	2,61
70	76×4	180	145	122	3	24	18	4	М16	5	6	3,45
80	89×4	195	160	138	3	24	18	8	М16	5	6	3,71
100	108×4	215	180	158	3	26	18	8	М16	5	6	4,8
125	133×4	245	210	188	3	28	18	8	М16	5	6	6,47
150	159×4,5	280	240	212	3	28	23	8	М20	5	6	7,92
200	219×6	335	295	268	3	30	23	12	М20	7	8	10,1
250	273×7	405	355	320	3	32	25	12	М22	8	9	15,7

Периодическое удаление конденсата и пыли из сборников конденсата низкого давления производится через отводную трубку при помощи насоса или вакуум-цистерны.

На газопроводах диаметром от 50 до 600 *мм*, транспортирующих влажный газ низкого давления, и на газопроводах диаметром от 50 до 125 *мм*, транспортирующих осушенный газ низкого давления, устанавливается сборник конденсата, представленный на рис. 36*а*.

На газопроводах большого диаметра от 150 до 500 *мм*, транспортирующих осушенный газ низкого давления, устанавливается сборник конденсата (рис. 36*б*).

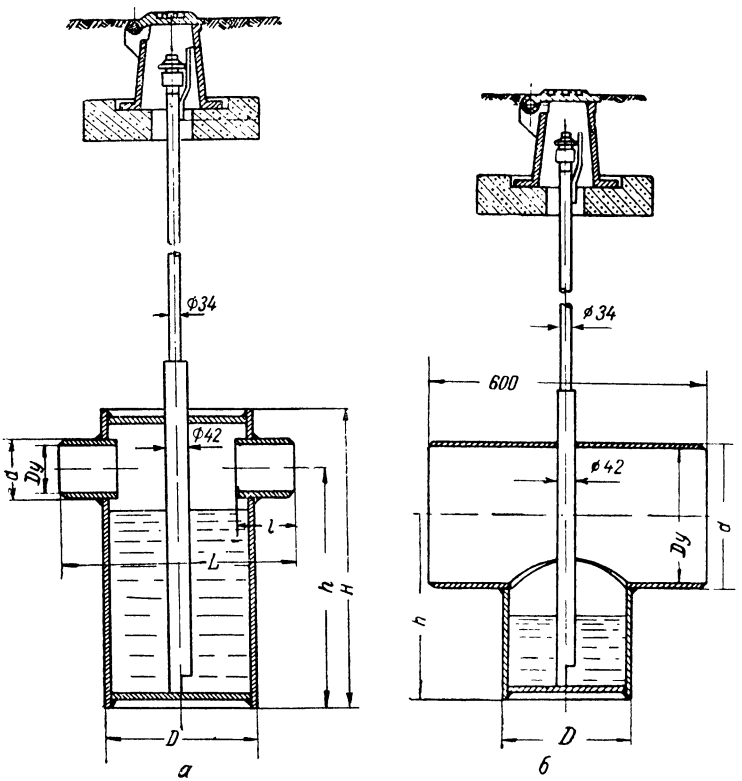


Рис. 36. Сборники конденсата низкого давления: *а* — для газопроводов диаметром от 50 до 600 *мм*, транспортирующих влажный газ низкого давления, и для газопроводов диаметром от 50 до 125 *мм*, транспортирующих осушенный газ низкого давления; *б* — для газопроводов диаметром от 150 до 500 *мм*, транспортирующих осушенный газ низкого давления.

Размеры и емкости сборников конденсата низкого давления приведены: для газопроводов, транспортирующих влажный газ,— в табл. 23, для газопроводов малого диаметра, транспортирующих осушенный газ, — в табл. 24, для газопроводов большого диаметра, транспортирующих осушенный газ, — в табл. 25.

На рис. 37 представлены сборники конденсата среднего давления, устанавливаемые на газопроводах среднего давления, транспортирующих осушенный газ. Эти сборники отличаются установкой на них защитного устройства, недопускающего подъем

Таблица 23

Размеры и емкости сборников конденсата для влажного газа низкого давления

Условный проход D_y, *мм*	Размеры, *мм*						Вес корпуса, *кг*	Емкость сборника, *л*	Общий вес установки, *кг*
	L	*D*	*h*	*H*	*d*	*l*			
50	470	273	375	455	60	115	31,2	15	46,0
70	470	273	474	565	76	120	37,1	20	53,8
80	530	325	435	535	89	125	48,1	25	64,8
100	530	325	530	635	108	130	56,2	30	72,0
125	580	377	520	640	133	130	72,0	40	88,8
150	580	377	585	715	159	135	79,7	45	96,5
200	730	426	630	790	219	200	83,3	60	100,0
250	790	478	655	845	273	220	132,7	75	150,0
300	840	529	675	895	325	230	151,3	90	168,0
350	840	529	775	1020	377	250	175,1	105	192,0
400	1040	630	680	950	426	310	208,8	120	225,0
450	1040	630	755	1050	478	335	243,5	130	260,0
500	1040	630	660	1175	529	380	263,6	155	280,0
600	1120	720	925	1295	630	450	373,5	200	390,0

Таблица 24

Размеры и емкости сборников конденсата малых размеров для газопроводов осушенного газа низкого давления

Условный проход D_y, *мм*	Размеры, *мм*						Вес сборника, *кг*	Емкость сборника, *л*	Общий вес установки, *кг*
	L	*D*	*h*	*H*	*d*	*l*			
50	400	219	276	366	60	110	18,0	6,0	34,8
70	400	219	284	394	76	110	19,3	6,0	36,1
80	400	219	291	396	89	115	19,7	6,0	36,5
100	460	273	272	387	108	125	28,5	8,0	45,3
125	460	273	285	410	133	125	30,2	8,0	47,0

жидкости в верхнюю часть отводной трубки. Защитное устройство представляет собой уравнительный сосуд, в котором отводная трубка, имеющая в верхней своей части отверстие диаметром 2 *мм*, заключается в футляр. Верхняя часть футляра закрыта фланцем, а нижняя — вварена в крышку сборника и свободно сообщается с ним. Вследствие выравнивания давления в сборнике, футляре и отводной трубке жидкость, находящаяся в емкости, остается внизу. Сборник конденсата для осушенного газа среднего давления

Таблица 25

Размеры и емкости сборников конденсата больших размеров для газопроводов осушенного газа низкого давления

Условный проход D_y, *мм*	Размеры, *мм*			Вес сборника, *кг*	Емкость сборника, *л*	Общий вес установки, *кг*
	d	*D*	*h*			
150	159	159	475	20,2	6	37,0
200	219	159	405	28,3	6	45,0
250	273	219	442	38,9	8	55,7
300	325	219	468	49,1	8	66,0
350	377	273	438	63,5	10	80,3
400	426	273	463	53,2	10	70,0
450	478	325	496	76,2	15	94,0
500	529	325	522	75,2	15	92,0

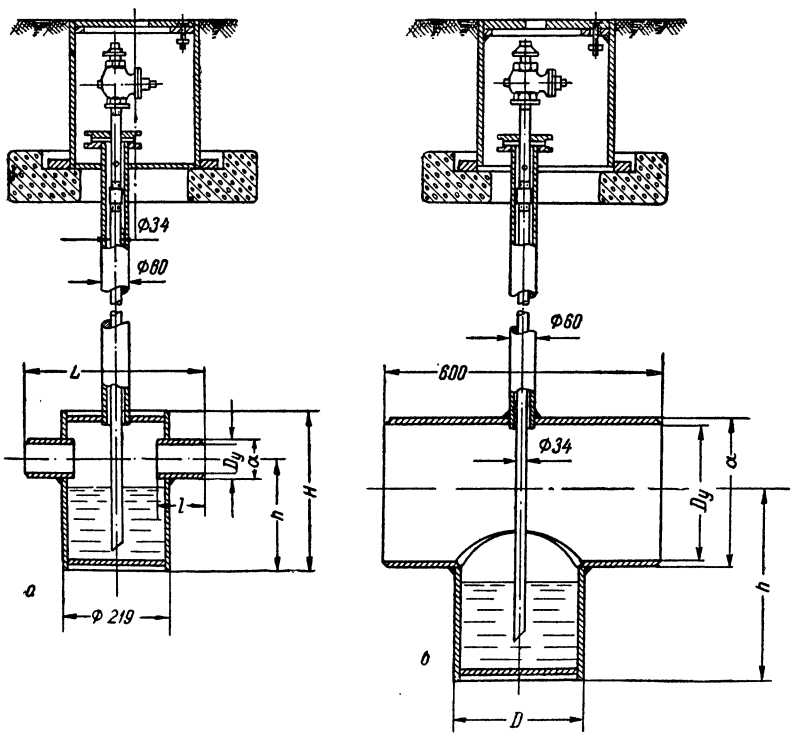


Рис. 37. Сборники конденсата среднего давления: *а* — для газопроводов диаметром от 50 до 125 *мм*, транспортирующих осушенный газ; *б* — для газопроводов диаметром от 150 до 700 *мм*, транспортирующих осушенный газ.

устанавливаемый на газопроводах малого диаметра, представлен на рис. 37*а*, а габаритные размеры и емкость приведены в табл. 26. Сборник конденсата для осушенного газа среднего давления, устанавливаемый на газопроводах большого диаметра, представлен на рис. 37*б*, а габаритные размеры и емкость его приведены в табл. 27.

Таблица 26

Размеры и емкости сборников конденсата малых размеров для газопроводов осушенного газа среднего давления

Условный проход D_y, *мм*	Размеры, *мм*					Вес корпуса, *кг*	Емкость сборника, *л*	Общий вес установки, *кг*
	L	*h*	*H*	*d*	*l*			
50	400	255	315	60	110	15,2	5	63,4
70	400	255	325	76	110	15,8	5	64,0
80	400	255	330	89	115	16,3	5	64,5
100	460	285	375	108	145	18,4	6	66,7
125	460	285	390	133	155	19,5	6	67,9

Таблица 27

Размеры и емкости сборников конденсата больших размеров для газопроводов осушенного газа среднего давления

Условный проход D_y, *мм*	Размеры, *мм*			Вес корпуса, *кг*	Емкость, *л*	Общий вес установки, *кг*
	d	*D*	*h*			
150	159	159	430	17,2	5	66,1
200	219	219	400	30,4	7	79,3
250	273	219	426	36,7	7	85,7
300	325	219	542	49,6	10	99,0
350	377	219	568	60.6	10	110,2
400	426	219	593	49,9	10	99,6
450	478	273	604	73,4	15	123,2
500	529	273	630	72,3	15	122,3
600	630	325	680	90,1	20	140,3
700	720	325	725	108,2	20	159,7

На рис. 38 представлено продувочное устройство, применяемое на подземных межцеховых газопроводах высокого давления. Это устройство устанавливается в конце газопровода в наиболее низкой точке продольного профиля — на стыке двух участков труб, укладываемых с противоположными друг к другу уклонами.

Применительно к газопроводам высокого давления, укладываемым на территории предприятий, это устройство употребляется как средство, при помощи которого удается избавиться от наличия в газопроводах монтажной воды и пыли. Проду-

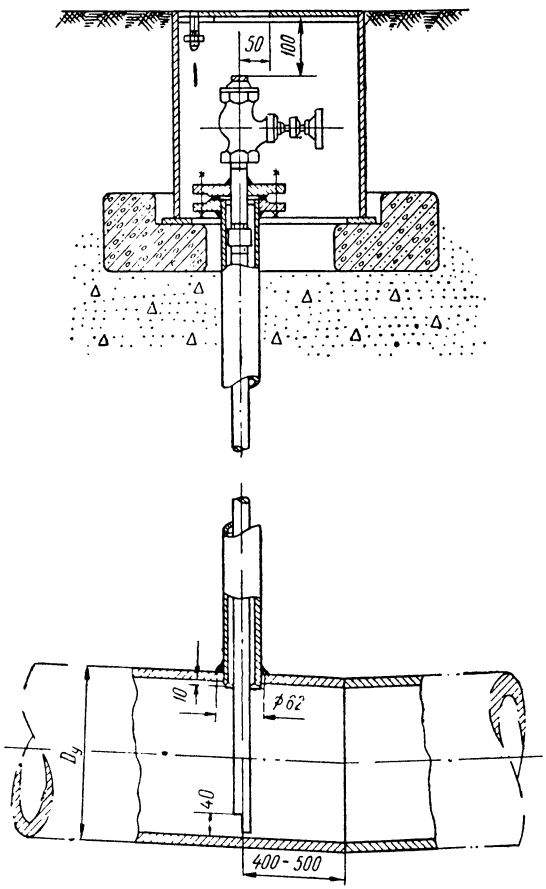


Рис. 38. Продувочное устройство на газопроводах высокого давления.

вочное устройство представляет собой упрощенную конструкцию сборника конденсата среднего давления, из которой изъята емкость.

Гидравлические затворы хотя и являются наиболее надежными отключающими устройствами, однако вследствие своей громоздкости и большой продолжительности процесса заливки их водой они не получили широкого распространения на газопроводах

предприятий. Вместо них на газопроводах низкого давления применяют задвижки и краны, позволяющие значительно быстрее осуществить отключение газа. При этом для ремонта газопровода, требующего надежного перекрытия газа, на задвижках и кранах, на выходной стороне по потоку газа в них устанавливают металлические заглушки на болтах.

Высота столба воды в гидравлических затворах принимается на 200 *мм* больше максимального давления газа в газопроводе. Поэтому для предприятий, имеющих давление газа в газопрово-

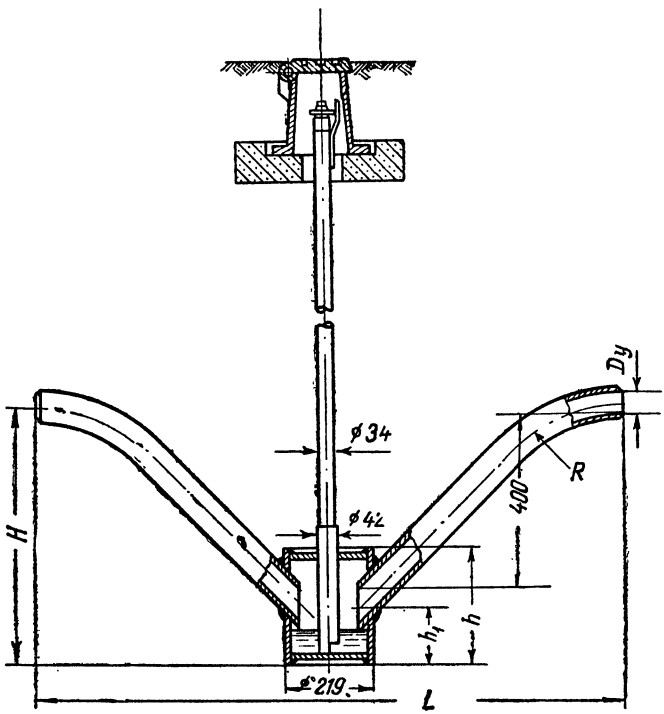


Рис. 39. Гидравлический затвор.

дах до 100 *мм вод. ст.*, рекомендуется принимать к установке гидравлические затворы с рабочей высотой столба водяного затвора 300 *мм*, а имеющих давление газа 200 *мм вод. ст.* — затворы с рабочей высотой столба водяного затвора 400 *мм*.

На рис. 39 представлен гидравлический затвор с рабочей высотой столба воды 300 или 400 *мм*.

Габаритные размеры гидравлических затворов с высотой столба водяного затвора 300 *мм* приведены в табл. 28, а с высотой столба водяного затвора 400 *мм* — в табл. 29.

Таблица 28

Размеры гидрозатворов с рабочей высотой столба водяного затвора 300 *мм*

Условный проход D_y, *мм*	Размеры, *мм*						Вес затвора, *кг*	Общий вес установки, *кг*
	L	*H*	*h*	h_1	*D*	*R*		
50	1255	495	250	155	60	200	20,0	37,8
70	1330	495	250	135	76	280	23,0	40,4
80	1385	555	300	185	89	320	27,1	44,5
100	1480	565	320	180	108	400	31,9	49,3
125	1580	595	350	200	133	500	38,6	56,1
150	1735	660	400	230	159	600	51,5	69,6

Таблица 29

Размеры гидрозатворов с рабочей высотой столба водяного затвора 400 *мм*

Условный проход D_y, *мм*	Размеры, *мм*						Вес затвора, *кг*	Общий вес установки, *кг*
	L	*H*	*h*	h_1	*D*	*R*		
50	1425	595	250	155	60	200	21,6	39,2
70	1530	595	250	135	76	280	25,0	42,7
80	1585	655	300	185	89	320	29,5	47,2
100	1680	665	320	180	108	400	34,6	52,3
125	1780	695	350	200	133	500	48,2	60,0
150	1935	760	400	230	159	600	56,6	74,7

3. Арматура и другие устройства

Запорная арматура, применяемая к установке на газопроводах, служит для полного прекращения, а в некоторых случаях и для регулирования подачи газа. В настоящее время отсутствует возможность широкого выбора специальной газовой запорной арматуры ввиду ограниченного выпуска ее отечественными заводами. Поэтому при газоснабжении предприятий приходится использовать арматуру другого назначения и приспосабливать ее для создания сравнительно надежных схем газоснабжения.

Арматура, устанавливаемая на газопроводах, может быть трех типов (не считая гидравлических затворов): краны, задвижки и вентили.

Гидравлические затворы по своей конфигурации и простоте устройства отнесены к фасонным частям, рассмотренным выше.

Краны являются наиболее надежными и быстродействующими отключающими устройствами по сравнению с остальными типами

арматуры. Однако по степени регулирования давления газа ими они уступают вентилям и задвижкам.

Задвижки являются менее герметичными по сравнению с кранами, но имеют преимущества в плавной регулировке подачи газа через них. Недостаточная герметичность задвижек по сравнению с кранами объясняется в основном тем, что в рабочем положении задвижек поток газа постоянно омывает притертые поверхности и эродирует их, образуя различного рода неровности на них.

Вентили находят ограниченное применение вследствие значительных потерь давления в них, больших габаритных размеров по сравнению с кранами и недостаточной герметичности.

До установки на газопроводах всю арматуру, в особенности предназначенную для воды, пара, нефти и масел, независимо от гидравлического испытания по ГОСТ 356-52, проводимого заводами-изготовителями, рекомендуется подвергать дополнительному испытанию на герметичность давлением воздуха. При обнаружении негерметичности арматура должна тщательно притираться и вновь испытываться воздухом. Давление воздуха при испытании кранов и вентилей должно составлять 1,25 от максимального рабочего давления, но быть не ниже 0,5 *кГ/см*^{2}. При этом краны и вентили могут считаться герметичными, если в течение не менее 1 *мин* будет наблюдаться отсутствие падения давления или отсутствие воздушных пузырьков при погружении их в воду.

Давление воздуха при испытании задвижек должно быть не менее условного p_y. При этом падение давления в них в течение 2—4 *мин* не должно допускаться.

В табл. 30 приведена запорная арматура, рекомендуемая к установке на газопроводах в зависимости от категории давления газа в них, назначения и способа укладки.

Краны, применяемые к установке на газопроводах, как правило, должны снабжаться упорами, ограничивающими поворот пробки на угол более 90°.

Краны, устанавливаемые на газопроводах, могут быть: а) бронзовыми, латунными, чугунными или чугунно-бронзовыми в зависимости от материала, из которого они изготовлены; б) муфтовыми, цапковыми или фланцевыми в зависимости от выполнения присоединительных элементов; в) натяжными или сальниковыми в зависимости от способа натяга пробки.

Кран газовый муфтовый натяжной типа 11Б10бк, представленный на рис. 40*а*, может выпускаться с барашком или квадратом под ключ. Положение барашка и прорези на торце квадрата должно соответствовать направлению прохода в пробке. Корпус крана изготовляется из латуни и снабжается упором, ограничивающим поворот пробки на угол более 90°. Размеры кранов типа 11Б10бк приведены в табл. 31.

Кран газовый муфтовый натяжной типа 11ч3бк (рис. 40, *б*) по конструктивному устройству похож на кран типа 11Б10бк с квадратом под ключ и отличается от него чугунным исполнением корпуса и пробки и большими размерами условных проходов. Размеры кранов типа 11ч3бк приведены в табл. 32.

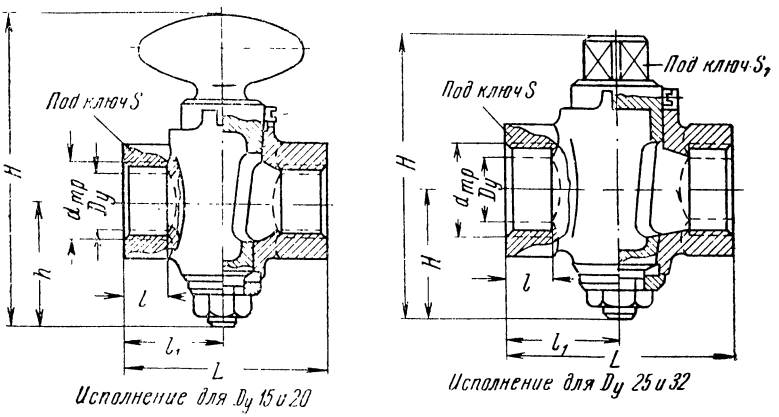


Рис. 40. Краны газовые муфтовые натяжные:
а — типа 11Б10бк, *б* — типа 11ч3бк.

Кран натяжной газовый латунный типа 11Б11бк (рис. 41 *а*) изготовляется из латуни способом литья под давлением. Кран этого типа имеет квадрат под ключ и прорезь на торце, указывающую направление прохода в пробке, но не снабжен упором, ограничивающим поворот пробки на угол более 90°. Размеры кранов типа 11Б11бк приведены в табл. 33.

Кран газовый натяжной муфтовый типа 11ч5бк (рис. 41 *б*) изготовляется из чугуна с квадратом под ключ и прорезью на

Запорная арматура, рекомендуемая

Наименование	Тип	Диаметр, *мм*	Давление, *кГ/см²*		
			$P_у$	$P_{пр}$	$P_р$
Кран газовый муфтовый натяжной	11Б10бк	15—32	1	2	0,1
Кран газовый натяжной муфтовый	11ч3бк	40—70	1	2	0,1
Кран натяжной газовый муфтовый латунный	11Б11бк	15—20	1	2	1
Кран натяжной газовый муфтовый чугунный	11ч5бк	25—70	1	2	1
Кран проходной сальниковый муфтовый	11ч6бк	15—80	10	15	10
Кран проходной сальниковый фланцевый	11ч8бк	25—70	10	15	10
Кран чугунный со смазкой	11ч7бк	15—100	6	9	6
Кран со смазкой фланцевый	11с320бк 11с320бк-1	80—300	64	96	64
Кран со смазкой для безколодезной установки с концами под приварку с червячной передачей	11с321бк	400—700	64	96	64
Задвижка чугунная, клиновая двухдисковая с невыдвижным шпинделем	30ч17бк	50—600	6	9	6
Задвижка клиновая стальная	КЗЛ	50—200	16	24	16
Задвижка запорная параллельная фланцевая с выдвижным шпинделем	30ч7бк	100—400	3	6	3
Задвижка клиновая двухдисковая с выдвижным шпинделем, с электроприводом	30с972нж	300—500	25	38	25
Вентиль запорный муфтовый	15кч18бр	15—50	16	24	16
Вентиль запорный фланцевый	15кч19бр	25—50	16	24	16

Таблица 30

к установке на газопроводах

Назначение	Область применения
Для газа при $t \leqslant 50°$ С	На обвязочных, цеховых и межцеховых газопроводах низкого давления, укладываемых над землей
Для газа при $t \leqslant 50°$ С	То же
Для газа при $t \leqslant 50°$ С	То же
Для газа при $t \leqslant 50°$ С	То же
Для воды, нефти и масел при $t \leqslant 100°$ С	На обвязочных, цеховых и межцеховых газопроводах среднего давления, укладываемых над землей
Для воды, нефти и масел при $t \leqslant 120°$ С	На обвязочных, цеховых и межцеховых газопроводах среднего и высокого давления (до 6 *кГ/см²*), укладываемых над землей. Краны ⌀ от 25 до 50 *мм* могут также устанавливаться на газопроводах, укладываемых под землей
Для газа при $t \leqslant 60°$ С	На обвязочных, цеховых и межцеховых газопроводах среднего и высокого давления до 6 *кГ/см²* независимо от способа укладки
Для газа при t от $-35°$ С до $+35°$ С	На обвязочных, цеховых и межцеховых газопроводах высокого давления (от 6 до 12 *кГ/см²*) независимо от способа их укладки
То же	На межцеховых газопроводах высокого давления (от 6 до 12 *кГ/см²*), укладываемых в земле
Для газа при $t \leqslant 60°$ С	На обвязочных, цеховых и межцеховых газопроводах низкого, среднего и высокого давления (до 6 *кГ/см²*) независимо от способа их укладки
Для газа	На обвязочных, цеховых и межцеховых газопроводах (от 6 до 12 *кГ/см²*) независимо от способа их укладки
Для газа при $t \leqslant 100°$ С	На обвязочных, цеховых и межцеховых газопроводах низкого и среднего давления независимо от способа их укладки
Для пара при $t \leqslant 300°$	На цеховых и межцеховых газопроводах среднего и высокого давления, укладываемых над землей
Для пара при $t \leqslant 225°$ С	На обвязочных, цеховых и межцеховых газопроводах среднего и высокого давлений (до 6 *кГ/см²*), укладываемых над землей
Для пара при $t \leqslant 225°$С	То же

Таблица 31

Основные размеры газовых муфтовых натяжных кранов типа 11Б10бк

Условный диаметр $D_у$, *мм*	Диаметр резьбы $d_{тр}$, дюймы	Размеры, *мм*							Вес, *кг*	Примечание
		L	l	l_1	S	S_1	H_1	H		
15	1/2	55	12	27,5	27	—	32	86	0,37	Пробка с барашком
20	3/4	65	14	32,5	32	—	40	102	0,54	
25	1	80	16	40	41	17	45	101	0,90	Пробка с квадратом
32	1 1/4	95	18	47,5	50	19	55	122	1,60	

Таблица 32

Основные размеры газовых муфтовых натяжных кранов типа 11ч3бк

Условный диаметр $D_у$, *мм*	Диаметр резьбы $d_{тр}$, дюймы	Размеры, *мм*						Вес, *кг*
		L	l	S	S_1	H_1	H	
40	1 1/2	130	22	60	22	70	150	2,25
50	2	150	24	75	27	86	181	3,7
70	2 1/2	180	26	90	32	112	237	7,1

Таблица 33

Основные размеры газовых муфтовых натяжных латунных кранов типа 11Б11бк

Условный диаметр $D_у$, *мм*	Диаметр резьбы $d_{тр}$, дюймы	Размеры, *мм*						Вес, *кг*
		H	H_1	L	S	K	h	
15	1/2	70	36,5	55	11	27	10	0,26
20	3/4	82	42	65	14	32	13	0,44

Таблица 34

Основные размеры газовых натяжных муфтовых кранов типа 11ч5бк

Условный диаметр $D_у$, *мм*	Диаметр резьбы $d_{тр}$, дюймы	Размеры, *мм*						Вес, *кг*
		L	H	H_1	h	S	K	
25	1	80	104	52	—	17	46	0,92
32	1 1/4	95	120	60	18	19	55	1,50
40	1 1/2	130	168	82	20	22	60	2,22
50	2	150	188	90	24	27	75	3,30
70	2 1/2	180	222	106,5	28	32	90	4,85

торце, указывающей направление прохода в пробке. Кран этого типа снабжен упором, ограничивающим поворот пробки на угол более 90°. Размеры кранов типа 11ч5бк приведены в табл. 34.

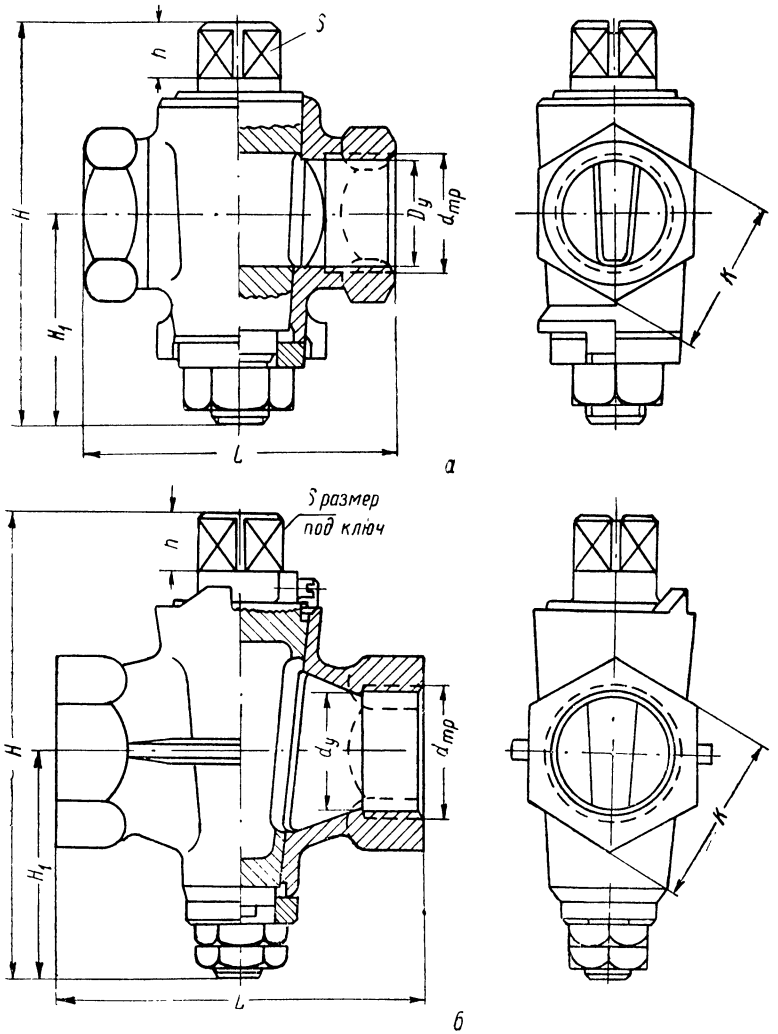


Рис. 41. Краны газовые муфтовые натяжные: *а* — латунный типа 11Б11бк, *б* — чугунный типа 11ч5бк.

Кран проходной сальниковый муфтовый типа 11ч6бк (рис. 42*а*) изготовляется из чугуна и снабжен упором, ограничивающим поворот пробки на угол более 90°. Краны этого типа с условным

проходом от 40 *мм* и более выпускаться с отжимным винтом. Размеры кранов типа 11ч6бк приведены в табл. 35.

Таблица 35

Основные размеры проходных сальниковых муфтовых кранов типа 11ч6бк

Условный диаметр $D_у$, *мм*	Диаметр резьбы $d_{тр}$, дюймы	Размеры, *мм*						Вес, *кг*
		L	l	S	S_1	H_1	H	
15	1/2	80	14	30	11	30	112	0,75
20	3/4	90	16	36	14	34	126	1,1
25	1	110	18	46	17	42	150	1,7
32	1 1/4	130	20	55	19	48	176	3,15
40	1 1/2	150	22	60	22	65	210	4,5
50	2	170	24	75	27	76	242	7,0
70	2 1/2	220	26	90	32	100	304	13,0
80	3	250	30	105	36	112	338	17,5

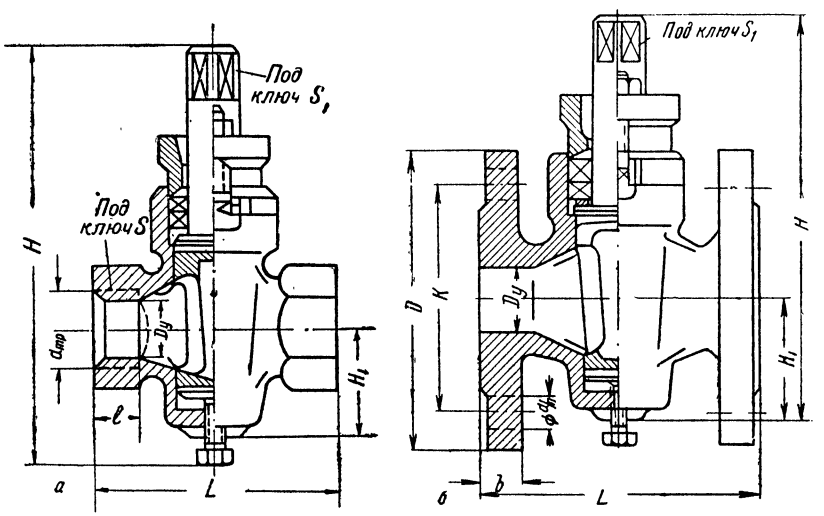


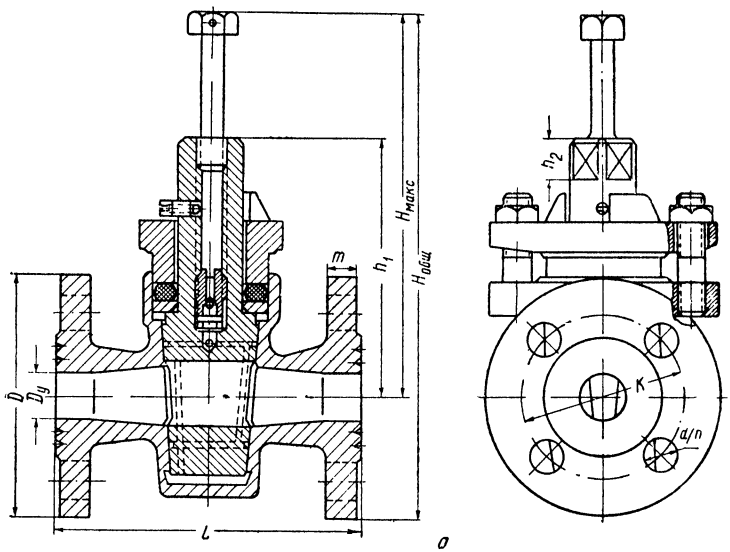
Рис. 42. Краны проходные сальниковые. *а* — муфтовый типа 11ч6бк, *б* — фланцевый типа 11ч8бк.

Кран проходной сальниковый фланцевый типа 11ч8бк (рис. 42*б*) изготовляется из чугуна и по конструктивному устройству похож на кран типа 11ч6бк. Присоединительные элементы крана этого типа фланцевые. Размеры кранов типа 11ч8бк приведены в табл. 36

Таблица 36

Основные размеры проходных сальниковых фланцевых кранов типа 11ч8бк

Условный диаметр $D_у$, *мм*	Размеры, *мм*									Вес, *кг*
	L	*D*	*K*	*b*	S_1	H_1	*H*	Отверстия под болты		
								n	*d*	
25	110	115	85	16	17	—	165	4	14	4,0
40	150	145	110	18	22	65	210	4	18	7,9
50	170	160	125	20	27	76	242	4	18	10,8
70	220	180	145	20	32	100	305	4	18	17,9



а

Рис. 43а. Кран со смазкой чугунный типа 11ч7бк.

Кран чугунный со смазкой типа 11ч7бк (рис. 43*а*) имеет в хвостовой части пробки вертикальный канал, в котором помещается специальная смазка. Периодическая подача смазки в притертые поверхности крана обеспечивается через систему каналов в пробке, путем продавливания по ним смазки от усилия, создаваемого нажимным винтом. Кран этого типа снабжается упором, ограничивающим поворот пробки на угол более 90°. Размеры кранов типа 11ч7бк приведены в табл. 37.

Краны со смазкой типов 11с320бк и 11с320бк-1 (рис. 43*б*) изготовляются из стали, кроме пробки, которая отливается из

модифицированного чугуна. Пробка имеет на конусных поверхностях канавки, заполняемые специальной смазкой. Периодическая подача смазки в притертые поверхности крана обеспечивается через систему каналов в пробке путем продавливания

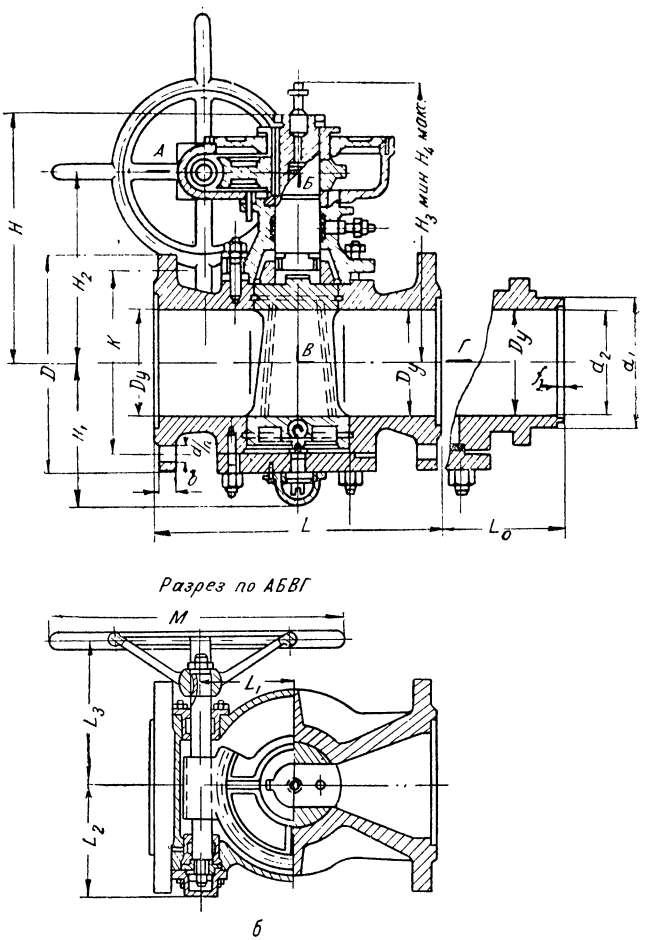


Рис. 43б. Кран со смазкой стальной типа 11с320бк и 11с320бк-1.

по ним смазки от усилия, создаваемого нажимным винтом. При этом обратные клапаны, находящиеся в канале шпинделя, препятствуют выбросу смазки. Краны этих типов снабжены отжимным винтом и червячной передачей, облегчающими поворот пробки. Краны типа 11с320бк выпускаются с фланцевыми соединениями,

Таблица 37

Основные размеры чугунных кранов со смазкой типа 11ч7бк

Условный диаметр $D_у$, *мм*	Размеры, *мм*										Вес, *кг*
	L	D	K	$H_{общ}$	$H_{макс}$	h_1	h_2	m	Отверстия под болты		
									n	d	
15	100	80	55	167	127	94	14	12	4	12	1,83
20	110	90	65	177	132	100	14	14	4	12	2,5
25	120	100	75	212	162	122	24	14	4	12	3,8
32	130	120	90	238	178	138	28	16	4	14	5,85
40	150	130	100	283	218	160	34	16	4	14	8,2
50	170	140	110	307	237	179	34	16	4	14	10,96
70	220	160	130	351	253	193	34	16	4	14	14,5
80	250	185	150	388	278	213	38	18	4	18	23,7
100	300	205	170	428	303	238	38	18	4	18	28,0

а краны типа 11с320бк-1 — с концами под приварку к трубам. Размеры кранов типов 11с320бк и 11с320бк-1 приведены в табл. 38.

Таблица 38

Основные размеры стальных кранов со смазкой типа 11с320бк

Условный диаметр $D_у$, *мм*	Размеры, *мм*													Вес, *кг*
	L	L_1	L_2	L_3	D	K	H	H_1	H_2	H_3	H_4	b	M	Отверстия под болты		
														n	d	
80	310	66	110	138	210	170	315	178	229	335	380	30	160	8	23	77
100	350	120	162	230	250	200	365	207	266	388	428	34	500	8	25	125
150	450	120	162	230	340	280	390	225	291	412	452	38	500	8	34	207
200	550	180	212	292	405	345	472	272	360	490	530	46	580	12	34	369
300	750	180	239	330	530	460	607	345	467	646	686	54	630	16	41	641

Дополнительные размеры стальных кранов со смазкой типа 11с320бк-I

Условный диаметр $D_у$, *мм*	Размеры, *мм*				Вес, *кг*
	L_0	d_1	d_2	f_2	
150	500	178	155	12	198
300	800	330	305	15	702

Кран со смазкой для бесколодезной установки с концами под приварку с червячной передачей типа 11с321бк (рис. 44)

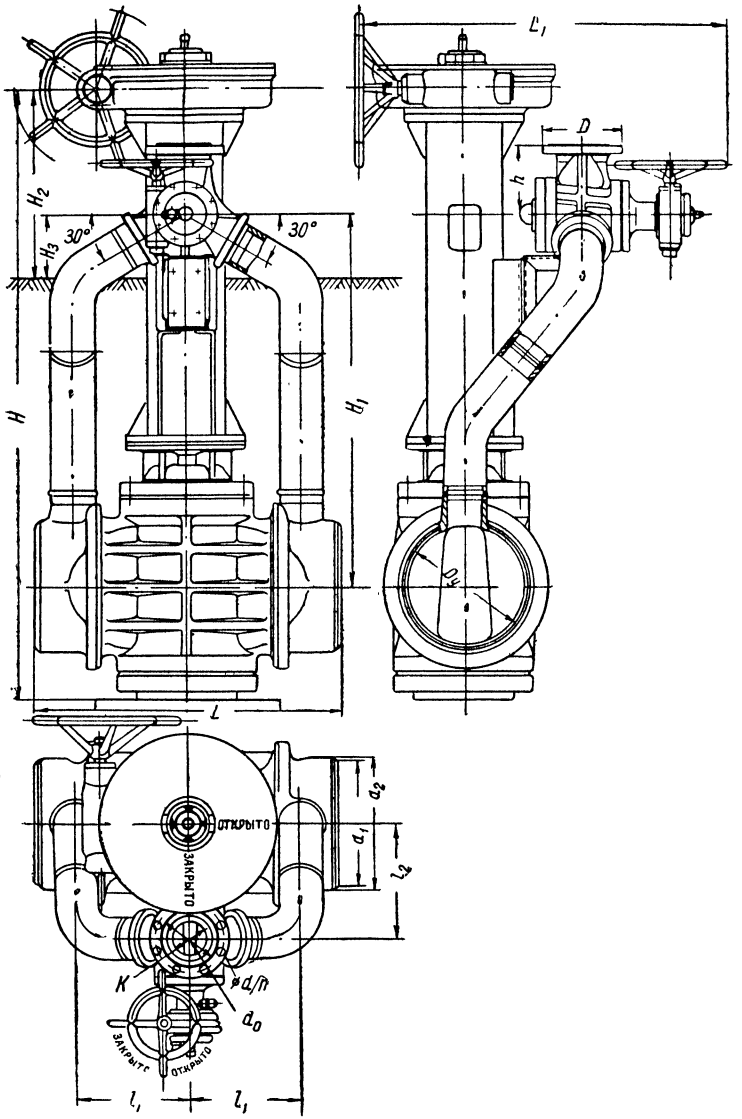


Рис. 44. Кран со смазкой для безколодезной установки с концами под приварку типа 11с321бк.

Таблица 39

Основные размеры кранов со смазкой для безколодезной установки с концами под приварку с червячной передачей типа 11с321 бк

Условный диаметр D_y, *мм*	Размеры, *мм*																	Вес, *кг*
	L	L_1	H	H_1	H_2	H_3	M	h	l_1	l_2	d_2	d_1	d_0	D	K	Отверстия под болты		
																n	d	
400	1200	1536	2453	1482	802	275	700	300	420	500	435	411	150	345	280	8	34	2234
500	1300	1536	2570	1540	802	275	700	300	480	500	530	511	150	345	280	8	34	3048
700	1600	1851	2931	1710	812	275	1150	300	575	640	735	711	150	345	280	8	34	4460

Таблица 40

Основные размеры чугунных клиновых двухдисковых с невыдвижным шпинделем задвижек типа 30ч17бк

Условный диаметр D_y, *мм*	Размеры, *мм*									Вес, *кг*
	L	D	K	D_1	l	H	b	Отверстия под болты		
								n	d	
50	180	140	110	184	140	328	16	4	14	17,27
80	210	185	150	228	160	326	18	4	18	30,4
100	230	205	170	270	200	432	18	4	18	36,3
125	255	235	200	292	280	432	20	8	18	57,3
150	280	260	225	330	280	590	20	8	18	71,55
200	330	315	280	390	320	676	22	8	18	110,0
250	450	370	335	458	450	810	24	12	18	189,55
300	500	435	395	512	450	1010	24	12	23	253,0
400	600	535	495	—	560	1244	28	16	23	395,0
500	700	640	600	—	640	1488	30	16	23	—
600	800	755	705	892	1000	1725	30	20	25	987,0

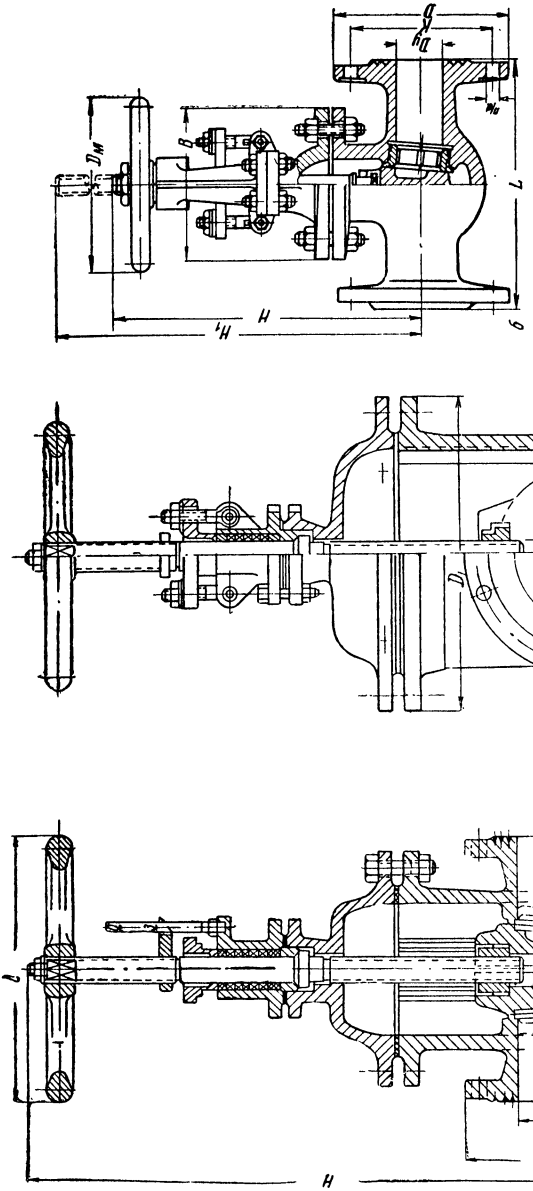


Рис. 45. Задвижки клиновые: *а* — двухдисковая с невыдвижным шпинделем типа 30ч176к, *б* — стальная типа КЗЛ.

изготовляется из стали, кроме пробки, которая отливается из модифицированного чугуна. Кран этого типа имеет червячную передачу и обводной трубопровод, позволяющий выравнивать давления по обе стороны затвора. На обводном трубопроводе установлен трехходовой кран со смазкой и червячной передачей, при помощи которого можно производить сброс газа и возможную продувку газопровода при ремонте его. Размеры кранов типа 11с321бк приведены в табл. 39.

Задвижки, применяемые к установке на газопроводах, могут быть: а) с выдвижным и невыдвижным шпинделем в зависимости от конструкции резьбовой части шпинделя; б) клиновые и параллельные в зависимости от конструкции затвора; в) чугунные или стальные в зависимости от материала, из которого они изготовлены.

Задвижка чугунная клиновая двухдисковая с невыдвижным шпинделем типа 30ч17бк (рис. 45*а*) изготовляется с указателем открытия затвора и самоцентрирующимися клиновыми дисками. Для облегчения подъема затвора в задвижках диаметром условного прохода 150 *мм* и более упорная часть шпинделя снабжается шарикоподшипниками. Задвижка типа 30ч17бк, с точки зрения герметичности и удобства обслуживания, заслуживает предпочтения по сравнению со всеми задвижками, о которых будет сказано ниже. Размеры задвижек типа 30ч17бк приведены в табл. 40.

Задвижка клиновая стальная типа КЗЛ (рис. 45*б*), выпускается без шарикоподшипника в гайке шпинделя. Затвором задвижки этого типа служит сплошной конический клин, прилегающий к обработанным поверхностям двух вставных дисков. Размеры задвижек типа КЗЛ приведены в табл. 41.

Таблица 41

Основные размеры клиновых стальных задвижек типа КЗЛ

Шифр	Размеры, *мм*										Вес, *кг*
	$D_у$	L	D	K	$D_м$	b	H	H_1	Отверстия под болты		
									n	d	
КЗЛ-50-16	50	250	165	125	190	170/206	370	430	4	18	35
КЗЛ-80-16	80	280	200	160	240	188/250	450	540	8	18	51
КЗЛ-100-16	100	300	220	180	260	192/266	520	640	8	18	72
КЗЛ-150-16	150	350	285	240	300	230/346	618	778	8	23	130
КЗЛ-200-16	200	400	340	295	360	245/400	770	975	12	23	150

Задвижка запорная параллельная фланцевая с выдвижным шпинделем типа 30ч7бк (рис. 46) изготовляется из чугуна. Затвором этой задвижки служат два параллельных диска и клин, расположенный между ними. Размеры задвижек типа 30ч7бк приведены в табл. 42.

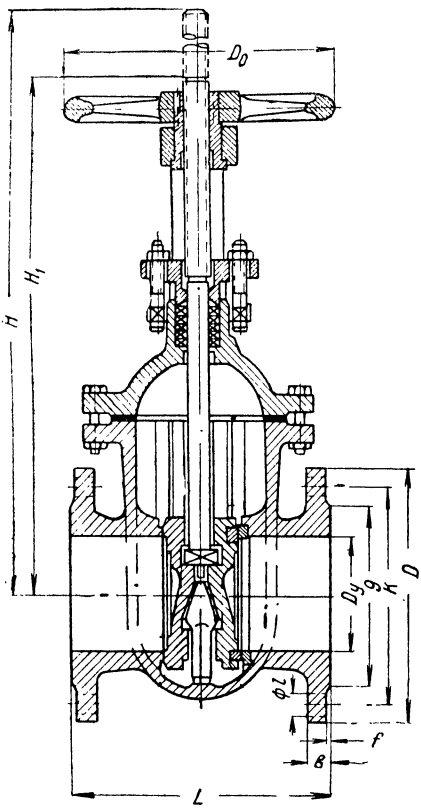


Рис. 46. Задвижка запорная параллельная с выдвижным шпинделем типа 30ч7бк.

Задвижка клиновая двухдисковая с выдвижным шпинделем с электроприводом типа 30с972нж (рис. 47) изготовляется из стали. Затвором задвижки этого типа служат два клиновых диска, между которыми помещен шарообразный грибок. Задвижка имеет редуктор для облегчения подъема затвора и обводной трубопровод с краном для выравнивания давления по обе стороны затвора. Размеры задвижек типа 30с972нж приведены в табл. 43, а характеристика электроприводов к ним — в табл. 44.

Таблица 42

Основные размеры запорных параллельных фланцевых задвижек типа 30ч7бк

Условный диаметр D_y, *мм*	Размеры, *мм*									Вес, *кг*
	L	D	K	b	H_1	H	g	Отверстия под болты		
								n	$\varnothing l$	
100	230	215	180	22	404	511	160	8	18	42,5
150	280	280	240	24	558	715	240	8	23	75,0
200	330	335	295	26	690	897	280	8	23	130,0
250	450	390	350	28	828	1084	320	12	23	190,0
300	500	440	400	28	955	1265	360	12	23	262,0
400	600	565	515	32	1315	1715	450	16	25	494,5

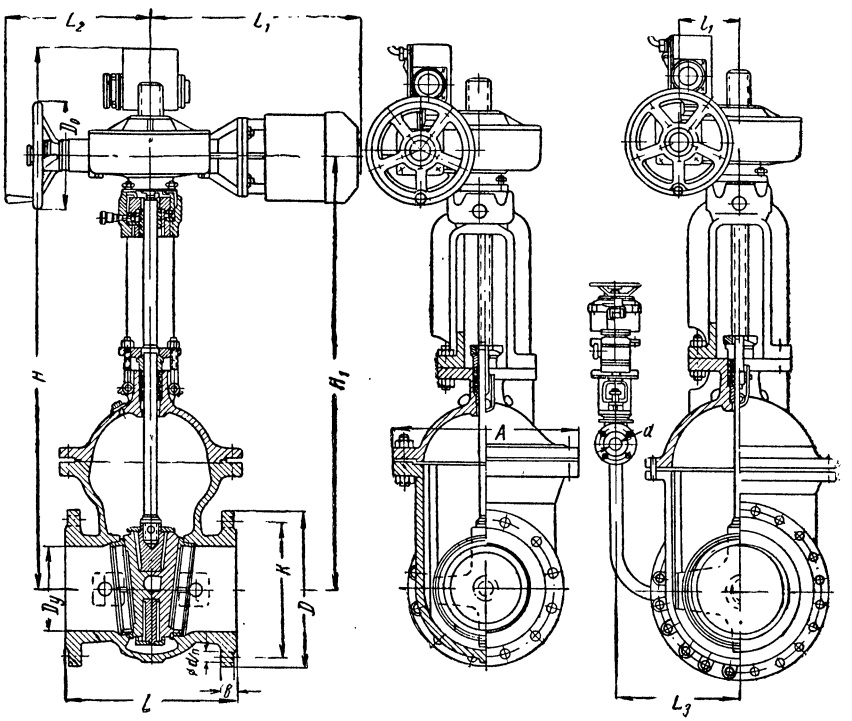


Рис. 47. Задвижка клиновая двухдисковая с выдвижным шпинделем с электроприводом типа 30с972нж.

Таблица 43

Основные размеры клиновых двухдисковых задвижек с выдвижным шпинделем с электроприводом типа 30с972нж

Условный диаметр D_y, *мм*	Размеры, *мм*												Отверстия под болты		Вес, *кг*
	L	D	K	b	H	H_1	L_1	L_2	l_1	A	D_0	L_3	n	d	
200	400	360	310	34	1225	985	497	328	130	430	240	—	12	25	300
250/200	450	425	370	36	1225	985	497	328	130	430	240	—	12	30	320
300	500	485	430	40	1680	1400	603	382	180	580	320	—	16	30	700
400/300	600	610	550	48	1680	1400	603	382	180	570	320	—	16	34	730
500/400	700	730	660	52	2132	1885	820	532	315	780	400	510	20	41	1745

Таблица 44

Характеристика электроприводов, применяемых к клиновым двухдисковым задвижкам типа 30с972нж

Условный диаметр задвижки D_y, *мм*	Тип электропривода	Тип электродвигателя	Время открытия или закрытия задвижки от электропривода, *мин*
200	87Б-020Д	АОС32-4Ф2	1,0
250/200	87Б-020Д	АОС32-4Ф2	1,0
300	87В-080Д	АОС42-4Ф2	1,0
400/300	87В-080Д	АОС42-4Ф2	1,0
500/400	87Г-140Д	АОС51-4Ф2	2,0

Вентили, устанавливаемые на газопроводах, могут быть: а) чугунными или стальными в зависимости от материала, из которого они изготовлены; б) муфтовыми или фланцевыми в зависимости от выполнения присоединительных элементов.

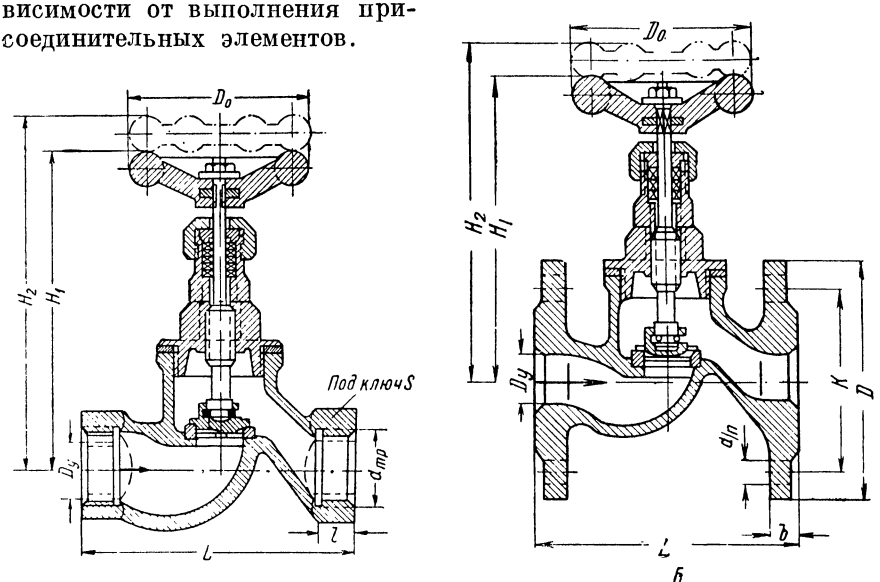


Рис. 48. Вентили запорные: *а* — муфтовый типа 15кч18бр, *б* — фланцевый типа 15кч19бр.

Во избежание утечек газа через неплотности в сальниках газ должен подаваться под золотник вентиля.

Вентиль запорный муфтовый типа 15кч18бр (рис. 48*а*) изготовляется из чугуна. Затвором вентиля этого типа служит латунный золотник, закрепленный неподвижно на шпинделе. Размеры вентилей типа 15кч18бр приведены в табл. 45.

Таблица 45

Основные размеры запорных муфтовых вентилей типа 15кч18бр

Условный диаметр $D_у$, *мм*	Диаметр резьбы $d_{тр}$, дюймы	Размеры, *мм*						Вес, *кг*
		L	l	S	H_1	H_2	D_0	
15	1/2	90	12	27	105	115	65	0,7
20	3/4	100	14	32	109	121	65	0,9
25	1	120	16	41	124	139	80	1,4
32	1 1/4	140	18	50	148	168	80	2,0
40	1 1/2	170	20	60	165	182	120	3,5
50	2	200	22	70	181	201	130	5,0

Вентиль запорный фланцевый типа 15кч19бр (рис. 48*б*) изготовляется из чугуна и по конструктивному устройству похож на вентиль типа 15кч18бр. Присоединительные элементы вентиля этого типа фланцевые. Размеры вентилей типа 15кч19бр приведены в табл. 46.

Таблица 46

Основные размеры запорных фланцевых вентилей типа 15кч19бр

Условный диаметр $D_у$, *мм*	Размеры, *мм*									Вес, *кг*
	L	D	K	b	H_1	H_2	D_0	Отверстия под болты		
								n	d	
25	120	115	85	14	124	139	80	4	14	3,6
32	140	135	100	15	148	168	100	4	18	5,4
40	170	145	110	16	165	182	120	4	18	7,4
50	200	160	125	20	181	201	140	4	18	10,5

К основным устройствам, устанавливаемым на газопроводах предприятий, относятся клапаны блокировки газа и воздуха, которые сокращенно называют КБ. Назначение этих клапанов состоит в том, чтобы перекрыть поток газа, поступающий к дутьевым горелкам, в случаях отключения подачи воздуха к ним или падения его давления в месте отбора импульса давления ниже установленного предела.

Из сказанного следует, что клапан блокировки должен быть только двухпозиционного типа — «открыто — закрыто». При открытом состоянии тарельчатый клапан должен находиться в крайнем верхнем положении, а при закрытом — в крайнем нижнем.

В рабочем состоянии системы промежуточное положение тарельчатого клапана между верхним и нижним является недопустимым, так как оно может вызвать неорганизованное дросселирование газа за счет переменного сопротивления проходного отверстия клапана.

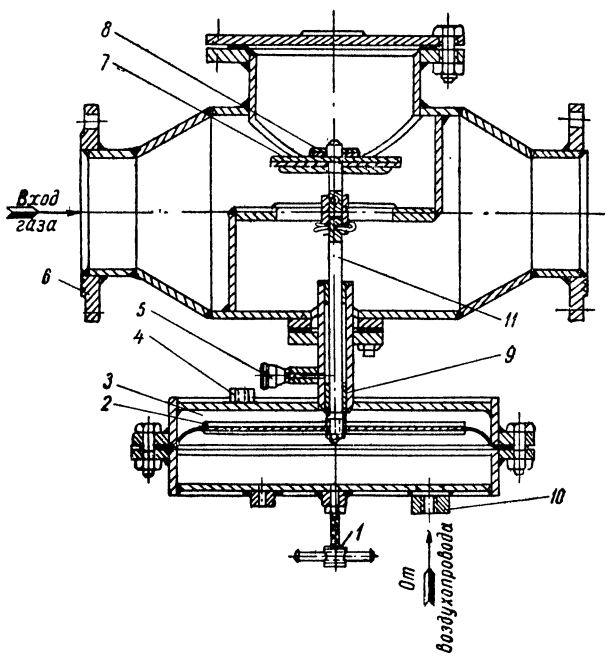


Рис. 49. Схема клапана блокировки газа и воздуха типа КБ конструкции Ленгипроинжпроекта:

1 — винт; *2* — мембрана; *3* — мембранная коробка; *4* — штуцер для сброса утечек газа; *5* — масленка; *6* — корпус; *7* — клапан; *8* — груз; *9* — втулка; *10* — штуцер для подвода воздуха; *11* — шток.

На рис. 49 представлена схема клапана типа КБ конструкции Ленгипроинжпроекта. Клапан состоит из корпуса *6* и мембранной коробки *3*. В стальном корпусе в сварной конструкции расположена перегородка, разделяющая корпус на верхнюю и нижнюю полости. В этой перегородке имеется проходное отверстие, прикрываемое клапаном *7*, имеющим снизу мягкое уплотнение из резины, а сверху груз *8*. Клапан *7* при помощи штока *11* жестко соединен с мембраной *2*, зажатой по краям фланцевым соединением мембранной коробки *3*.

В закрытом положении клапан под действием собственного веса и давления на него газа сверху закрывает проходное отверстие для газа. В момент включения клапана давление воздуха,

воздействующее на мембрану снизу, преодолевает сопротивление клапана, находящегося под давлением газа сверху. Для подъема вручную в клапанах диаметром 150 и 200 *мм* в нижней части мембранной коробки предусматривается винт *1*.

Клапан типа КБ конструкции Ленгипроинжпроекта рассчитан на рабочее давление газа $p_р \leqslant 0{,}1$ *кГ/см*^{2} и воздуха $p_р \leqslant 0{,}05$ *кГ/см*^{2}. Перекрытие (отключение) потока газа происходит при понижении давления подводимого воздуха ниже 20 *мм вод. ст.* Продолжительность (время срабатывания) перекрытия потока газа составляет 45—60 *сек*.

Основными недостатками клапана этого типа являются его большая металлоемкость и большое местное сопротивление. Коэффициент местного сопротивления клапана ξ находится в пределах от 4,5 (для клапанов малых диаметров) до 7,0 (для клапанов больших диаметров).

Габаритные размеры клапанов типа КБ по рис. 50*а* приведены в табл. 47. Габаритные размеры клапанов типа КБ по рис. 50*б* приведены в табл. 48.

Таблица 47

Габаритные размеры клапанов типа КБ по рис. 50*а*

Тип клапана	Размеры, *мм*						Вес, *кг*
	$D_у$	$d_{тр}$, дюймы	*L*	*H*	*C*	*D*	
КБ-50	50	2	300	390	240	420	45

Таблица 48

Габаритные размеры клапанов типа КБ по рис. 50*б*

Тип клапана	Размеры, *мм*										Вес, *кг*
	$D_у$	*L*	*H*	*C*	*D*	*K*	D_1	*b*	Отверстия под болты		
									n	*d*	
КБ-80	80	400	450	271	420	160	195	11	4	18	63
КБ-100	100	500	500	302	420	180	215	11	8	18	75
КБ-150	150	650	635	395	575	240	280	13	8	23	120
КБ-200	200	700	690	420	575	295	385	15	8	23	150

На рис. 51 представлена схема клапана типа КБП конструкции А. Е. Подгаецкого. Клапан состоит из корпуса *1* и мембранной коробки *5*. В литом корпусе расположена перегородка, разделяю-

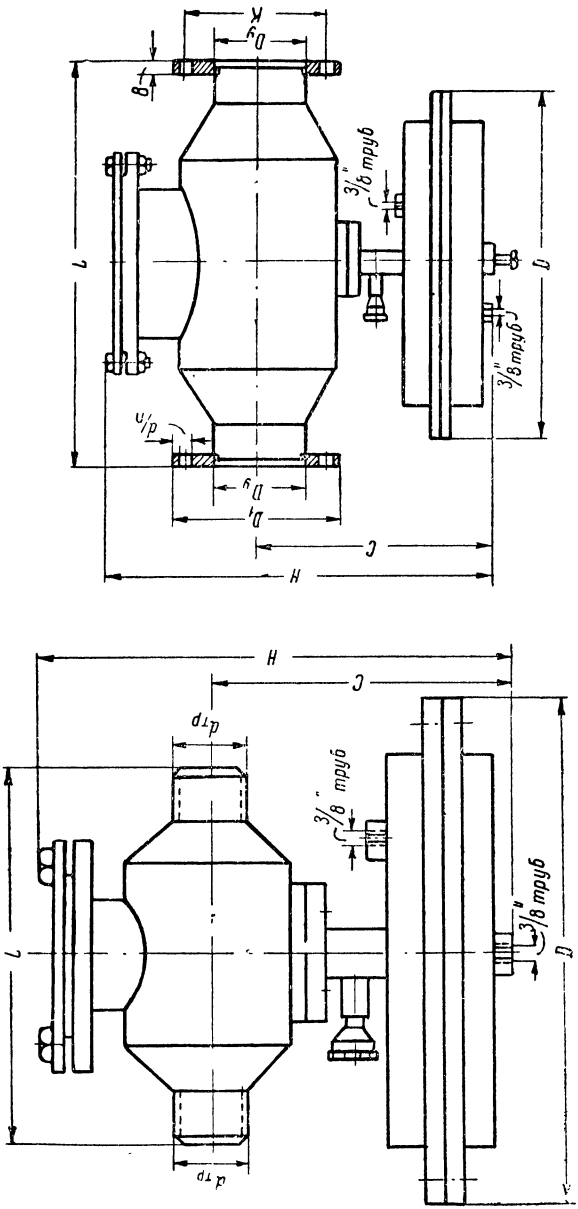


Рис. 50. Клапаны блокировки газа и воздуха типа КБ конструкции Лентипроинжпроекта: *а* — муфтовый, *б* — фланцевый,

щая корпус на верхнюю и нижнюю полости. В этой перегородке имеется проходное отверстие, прикрываемое основным клапаном *2*, имеющим мягкое уплотнение *6* из газостойкой резины. Кроме основного клапана *2*, в корпусе размещен дополнительный разгрузочный клапан *11*, который в момент включения клапана

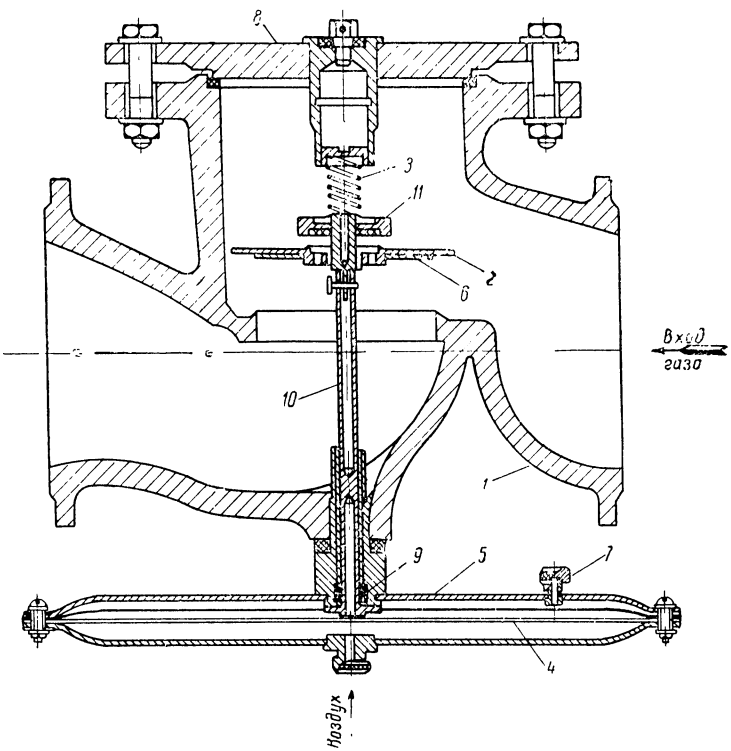


Рис. 51. Схема клапана блокировки газа и воздуха типа КБП конструкции А. Е. Подгаецкого:

— корпус; *2* — основной клапан; *3* — пружина; *4* — мембрана; *5* — мембранная коробка; *6* — резиновая прокладка; *7* — штуцер для сброса утечки газа; *8* — крышка; *9* — уплотнительная втулка; *10* — шток; *11* — разгрузочный клапан

выравнивает давление газа в обеих полостях корпуса и тем самым обеспечивает возможность для свободного подъема основного клапана *2*. Разгрузочный клапан *11* при помощи штока *10* жестко соединен с мембраной *4*, зажатой по краям фланцевым соединением мембранной коробки *5*. На загрузочный и основной клапаны сверху действует усилие пружины *3*, противодействующее усилию на мембрану от воздействия на нее воздуха снизу. Основной клапан имеет возможность свободно перемещаться по штоку только в небольшом интервале по высоте в пределах от буртика

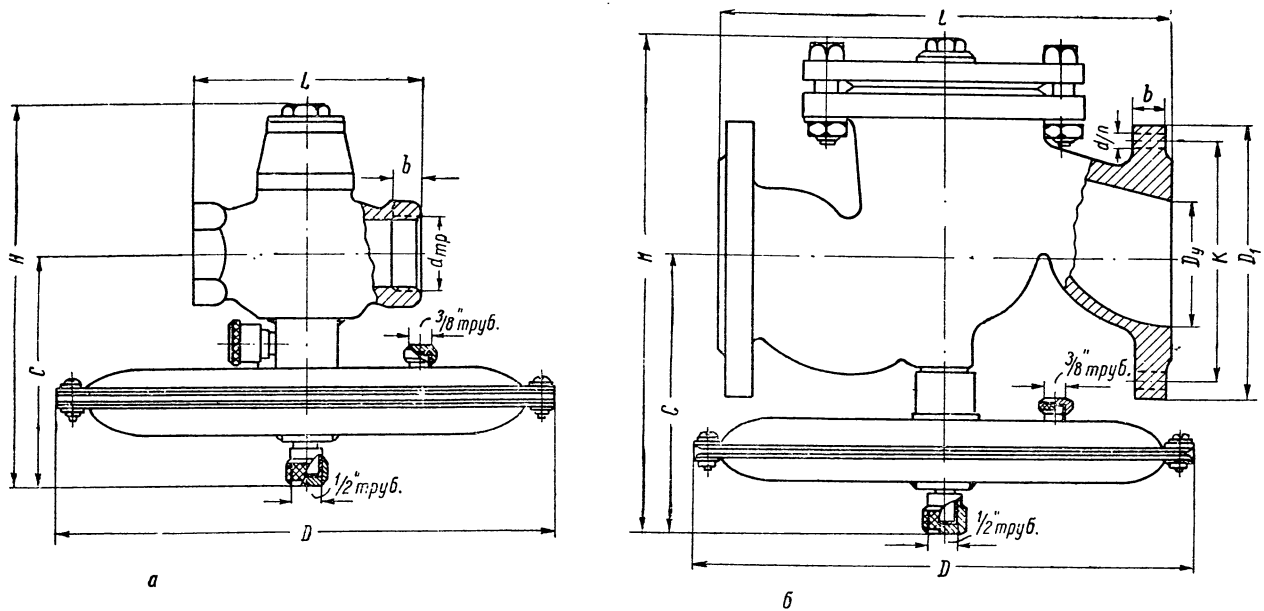


Рис. 52. Клапаны блокировки газа и воздуха типа КБП конструкции А. Е. Подгаецкого: *а* — муфтовый, *б* — фланцевый.

внизу до разгрузочного клапана вверху. В закрытом положении разгрузочный клапан *11* под действием пружины *3* плотно закрывает отверстия в основном клапане, а основной клапан под действием той же пружины плотно закрывает проходное отверстие для газа. В момент включения клапана давление воздуха, действующее на мембрану снизу, преодолевает сопротивление только разгрузочного клапана *11* от давления пружины *3* и газа, действующих на него сверху.

Поскольку диаметр разгрузочного клапана небольшой, то для открытия его, даже при среднем давлении газа, требуется сравнительно небольшое давление воздуха, подаваемого под мембрану *4*.

Клапан рассматриваемой конструкции рассчитан на давление газа $p_р \leqslant 0{,}5$ *кГ/см*^{2} и воздуха $p_р \leqslant 0{,}05$ *кГ/см*^{2}. Перекрытие (отключение) потока газа происходит при давлении подаваемого воздуха в пределах от 30 до 500 *мм вод. ст.* в зависимости от настройки пружины клапана.

Продолжительность (время срабатывания) перекрытия потока газа составляет до 80 *сек*.

Недостатками клапана рассматриваемой конструкции являются его сложность по сравнению с конструкцией Ленгипроинжпроекта и большие местные сопротивления. Но основным недостатком этого клапана является то, что он может дросселировать газ помимо регулятора и, главное, после него, чего нельзя признать допустимым.

Коэффициент местного сопротивления этого клапана ξ находится в пределах от 4,5 (для клапанов малых диаметров) до 7,0 (для клапанов больших диаметров). Преимуществом этого клапана является его компактность и малая металлоемкость.

Габаритные размеры клапанов типа КБП по рис. 52*а* приведены в табл. 49.

Таблица 49

Габаритные размеры клапанов КБП по рис. 52*а*

Тип клапана	Размеры, *мм*							Вес, *кг*
	$D_у$	$d_{тр}$, дюймы	L	H	C	D	b	
КБП-50	50	2	150	287	176	390	23	10,0
КБП-80	80	3	250	343	200	390	29	18,5

Габаритные размеры клапанов типа КБП по рис. 52*б* приведены в табл. 50.

Необходимо отметить, что рассмотренные выше клапаны блокировки газа и воздуха типов КБ и КБП являются несовер-

Таблица 50

Габаритные размеры клапанов типа КБП по рис. 52б

Тип клапана	Размеры, *мм*										Вес, *кг*
	D_y	L	H	C	D	K	D_1	b	Отверстия под болты		
									n	d	
КБП-100	100	350	387	218	390	180	215	24	18	8	48
КБП-150	150	480	535	330	650	208	240	16	16	12	63
КБП-200	200	600	585	400	650	295	335	30	23	12	148

шенными приборами, так как, кроме отмеченных недостатков, они не обеспечивают мгновенного отключения газа. Учитывая это обстоятельство, Ленгипроинжпроект приступил к разработке новой конструкции клапана блокировки газа и воздуха, в основу которой положен принцип быстрого отключения (отсечки) газа.

Глава III

УСТРОЙСТВО ГАЗОПРОВОДОВ

1. Общая часть

На основании изучения генерального плана территории предприятия на нем намечается предварительная зона для трассировки газопроводов. Трассировкой определяется направление газопровода в горизонтальной плоскости. Руководствуясь данными по агрессивности грунтов, характером существующих и планируемых подземных и надземных сооружений, расположенных в этой зоне, а также общими положениями, изложенными в главе I, выбирается способ укладки газопроводов в намеченной зоне — подземный или надземный.

При соблюдении допустимых норм разрывов между газопроводами и сооружениями правильная трассировка должна обеспечивать наименьшую протяженность газопроводов, наименьшие капиталовложения при укладке их по выбранному направлению и наилучшие условия для обслуживания их в процессе эксплуатации. С этой точки зрения трассировка газопроводов через территорию другого предприятия, не связанного с потреблением газа, допускается как исключение для газопроводов с давлением до 6 *кГ/см*^{2} и осуществляется при условии получения от этого предприятия согласия и гарантии на свободный доступ на его территорию в любое время для осмотра и ремонта газопровода.

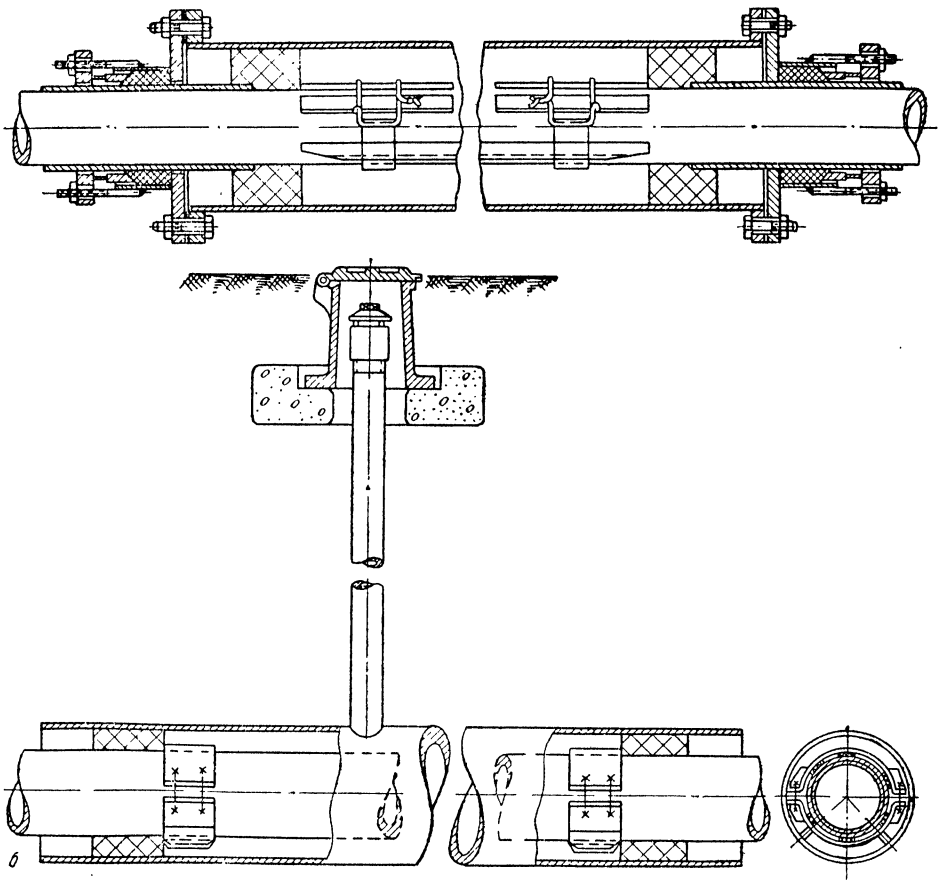
2. Подземные газопроводы

Подземные вводы и межцеховые газопроводы трассируются по незастроенной территории с максимальным удалением от надземных и подземных сооружений, в особенности от бытовых и складских зданий, а также от безнапорных подземных коммуникаций типа канализационных труб и коллекторов, канальных и туннельных прокладок инженерных сооружений.

Согласно действующим правилам безопасности Госгортехнадзора минимальные расстояния по горизонтали между подземными газопроводами различных категорий давления и другими подземными и надземными сооружениями должны быть не менее приведенных в табл. 51.

Для газопроводов с давлением до 6 *кГ/см*^{2} на отдельных участках трассы при укладке вводов между зданиями и под арками зданий, а также в иных вынужденных случаях расстояния, приведенные в табл. 51, могут быть уменьшены при выполнении следующих требований: а) использовать только бесшовные трубы; б) сводить к минимуму число сварных швов в особенности потолочных; в) применять изоляцию газопроводов, только весьма усиленную; г) применять только гнутые отводы; д) допускать только бездефектные сварные швы путем строгих физических методов контроля качества их.

В тех случаях, когда газопроводы с давлением до 6 *кГ/см*^{2} укладываются с нарушением норм расстояний от особо важных сооружений или зданий с массовым скоплением людей (клубы, многоэтажные жилые и общественные здания, кинотеатры), кроме указанных выше мер, необходимо предусматривать дополнитель-



б

Таблица 51

Минимальные расстояния по горизонтали между подземными газопроводами и различными сооружениями

Давление газа в газопроводах, *кГ/см²*	Расстояние по горизонтали, *м*						
	до зданий (по линии застройки)	до крайнего рельса жел.-дор. пути	до крайнего рельса трамвайного пути	до силовых кабелей	до водопровода, канализации, водостока	до наружной стенки канала теплопровода	до ствола дерева
До 0,05	2,0	3,0	2,0	1,0	1,0	2,0	2,0
Свыше 0,05 до 3,0	5,0	4,0	2,0	1,0	1,5	2,0	2,0
Свыше 3,0 до 6,0	9,0	7,0	3,0	1,0	2,0	2,0	2,0
Свыше 6,0 до 12,0	15,0	10,0	5,0	2,0	5,0	4,0	2,0

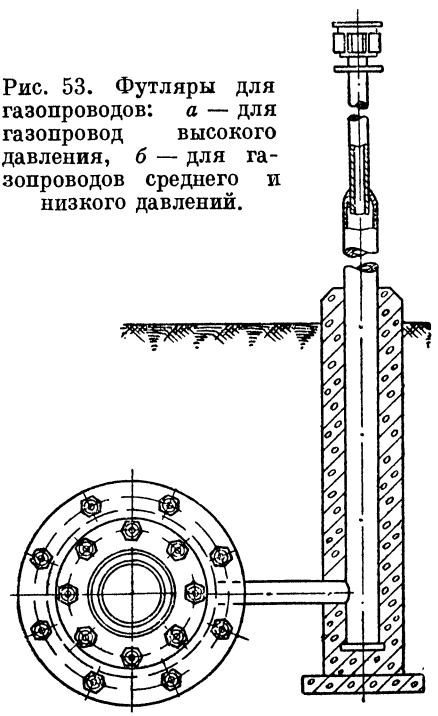


Рис. 53. Футляры для газопроводов: *а* — для газопровод высокого давления, *б* — для газопроводов среднего и низкого давлений.

ные повышенные меры безопасности к газопроводам при их укладке, сводящиеся к тому, чтобы газопровод заключался в специальный футляр. Для газопроводов высокого давления этот футляр выполняется из стальных труб, покрытых весьма усиленной изоляцией с применением сальниковых уплотнений на концах и установкой газоотводной трубки на наиболее высоком конце, выводимой в безопасное место атмосферы (рис. 53*а*).

Для газопроводов среднего и низкого давлений этот футляр выполняется из стальных труб, покрытых весьма усиленной изоляцией с применением на концах набивки из просмоленной пряди и устройством отводной трубки, выводимой под ковер (см. рис. 53*б*). При этом

количество сварных стыков на газопроводах в пределах футляров следует сводить к минимуму за счет применения труб с максимальной длиной звеньев, а сварные швы должны выполняться без дефектов.

Следует особо отметить, что для газопроводов с давлением более 6 *кГ/см*^{2} отступления от нормативных данных, приведенных в табл. 51, вызываемых технической необходимостью, допускаются только по согласованию с управлениями округов Госгортехнадзора РСФСР.

При одновременной параллельной укладке в одной траншее двух и более газопроводов минимальное расстояние между ними в свету, независимо от категории давления газа в них, должно быть 0,4—0,5 *м*.

Межцеховые газопроводы могут укладываться в одной траншее совместно с другими трубопроводами, транспортирующими кислород, воздух, искусственные горючие газы и другие. Глубина и качество дна траншеи в этом случае должны быть одинаковыми для всех трубопроводов, а сварные стыки, арматура и прочие устройства на них должны быть смещены относительного друг друга.

Расстояние по вертикали между газопроводом, укладываемым в грунте, и другими подземными сооружениями (водопровод, теплопровод, канализация и т. п.), пересекаемыми газопроводом, должно быть в свету не менее 0,15 *м*, а между газопроводом и силовым и осветительным электрокабелями, а также телефонным кабелем — не менее 0,5 *м*. Допускается уменьшение расстояния между газопроводом и телефонным и электрическим кабелем до 0,25 *м* при условии укладки кабеля в трубе. Концы трубы должны быть не ближе 1 *м* от стенок газопровода. Устанавливать сборники конденсата и арматуру на газопроводах, а также располагать стыковые соединения на них ближе 1 *м* от стенок пересекаемой коммуникационной линии не разрешается.

Газопроводы влажного газа укладываются ниже средней глубины промерзания грунта. На небольших участках при пересечении подземных сооружений допускается уменьшение глубины укладки газопроводов с принятием мер по утеплению их с одновременной защитой газопроводов от влияния динамических нагрузок путем устройства разгрузочных железобетонных плит, подсыпки грунта или установки ограничительных столбиков, препятствующих движению транспорта.

Газопроводы осушенного газа могут укладываться в зоне промерзания грунта, но не менее 0,8 *м* от поверхности грунта до верхней образующей трубы. При этом глубина укладки газопроводов должна выбираться такой, чтобы влияние возможных динамических нагрузок не вызывало в трубах опасных напряжений.

Руководствуясь опытными данными эксплуатации газопроводов в грунтах разной степени пучинистости, можно рекомендовать следующие глубины заложения газопроводов, транспортирующих осушенный газ: а) в сухих грунтах средней и высокой пучинистости не менее 0,9 *м* от поверхности земли до верхней образующей трубы. Уровень грунтовых вод должен находиться на глубине не менее 3,0 *м*; б) во влажных грунтах средней пучинистости с высоким уровнем грунтовых вод (менее 3,0 *м*) — не менее 0,7 от величины средней глубины промерзания грунта; в) во влажных грунтах высокой пучинистости с высоким уровнем стояния грунтовых вод (менее 3,0 *м*) — не менее 0,75 от величины средней глубины промерзания грунта.

Вводы газопроводов на территорию предприятия, до главных отключающих устройств на них, рекомендуется укладывать в грунте. В этом случае создаются наиболее надежные условия защиты газопровода от механических повреждений движущимся транспортом и грузоподъемными механизмами. Сказанное является очень важным как для безопасности, так и для предотвращения возможного в этом случае опорожнения городских распределительных газопроводов.

Главные отключающие устройства на вводах и отключающие устройства на ответвлениях межцехового газопровода, устанавливаемые в колодцах, размещаются в удобных и доступных для обслуживания местах, но не ближе 2,0 *м* от стены здания, считая от края колодца.

Для влажных газов вводы и межцеховые газопроводы укладываются с уклоном для стока конденсата. Минимальный уклон газопроводов при этом должен быть 0,003.

Отключающие устройства для влажных газов на вводах и межцеховых газопроводах (кроме гидравлических затворов) необходимо размещать в тех местах, где газопроводы имеют наиболее высокие отметки с тем, чтобы в отключающие устройства не попадал конденсат. Поэтому в большинстве случаев уклон газопровода на вводе до главного отключающего устройства на нем по направлению движения газа делается в сторону распределительного газопровода, а после главного отключающего устройства — в сторону межцехового газопровода, имеющего, как правило, сборники конденсата, оборудованные трубками для удаления конденсата, выводимыми под ковер. При незначительной протяженности межцехового газопровода (не более 10—15 *м*) направление уклона можно принимать в сторону главного отключающего устройства на вводе.

При установке гидравлического затвора газопроводы должны укладываться с уклоном в сторону затвора.

Запорная арматура, применяемая на подземных газопроводах предприятий, устанавливается в сборных железобетонных колод-

цах, кроме кранов со смазкой для бесколодезного монтажа, которые устанавливаются непосредственно в земле и снабжаются надземными защитными кожухами над выступающей частью.

Запорная арматура для газопроводов диаметром от 25 до 100 *мм* устанавливается в колодцах мелкого заглубления, а арматура для газопроводов диаметром от 100 до 600 *мм* — в глубоких колодцах.

В глубоких колодцах предусматривается контрольный пункт для замера разности потенциалов труба — земля.

Колодцы мелкого заглубления выполняются из стандартных железобетонных колец диаметром 1000 *мм*. Глубокие колодцы для газопроводов диаметром от 100 до 400 *мм* выполняются из прямоугольных железобетонных блоков размером в плане 1600 × × 1800 *мм*, а для газопроводов диаметром от 500 до 600 *мм* — из круглых железобетонных блоков диаметром 2250 *мм*.

На рис. 54 представлены типы колодцев, которые нашли широкое применение на подземных газопроводах предприятий.

Пересечение газопроводом трамвайных или железнодорожных путей может осуществляться: а) для газопровода высокого давления — в стальном футляре из труб с сальниковыми уплотнениями на концах и газоотводной трубкой на наиболее высоком конце, выводимой в безопасное место атмосферы (рис. 55*а*); б) для газопровода среднего и низкого давлений — в стальном футляре из труб, уплотненном на концах просмоленной прядью и оборудованном отводной трубкой, выводимой на поверхность земли под ковер (см. рис. 53*б*).

Количество сварных стыков на газопроводе в пределах футляра следует сводить к минимуму за счет применения труб с максимальной длиной звеньев, а сварные швы должны быть без дефектов. При этом газопроводы всех категорий давления, укладываемые в футлярах, и сами футляры необходимо покрывать весьма усиленной изоляцией. Концы этих футляров выводятся в каждую сторону не менее чем на 2,0 *м* от крайних рельсов. С целью уменьшения влияния динамических нагрузок глубина заложения газопровода от подошвы шпал до верхней образующей футляра должна составлять не менее 1,5 *м*.

Следует по возможности избегать пересечки газопроводами всех видов рельсовых путей под стрелками и крестовинами на них, а также мест присоединения к ним электрических отсасывающих кабелей.

Для предохранения подземных стальных газопроводов от почвенной коррозии необходимо применять пассивную защиту путем покрытия их противокоррозийной изоляцией. Для предохранения этих же газопроводов от коррозии блуждающими токами необходимо применять активную защиту их: а) путем отвода блуждающих токов из анодной зоны газопроводов к источ-

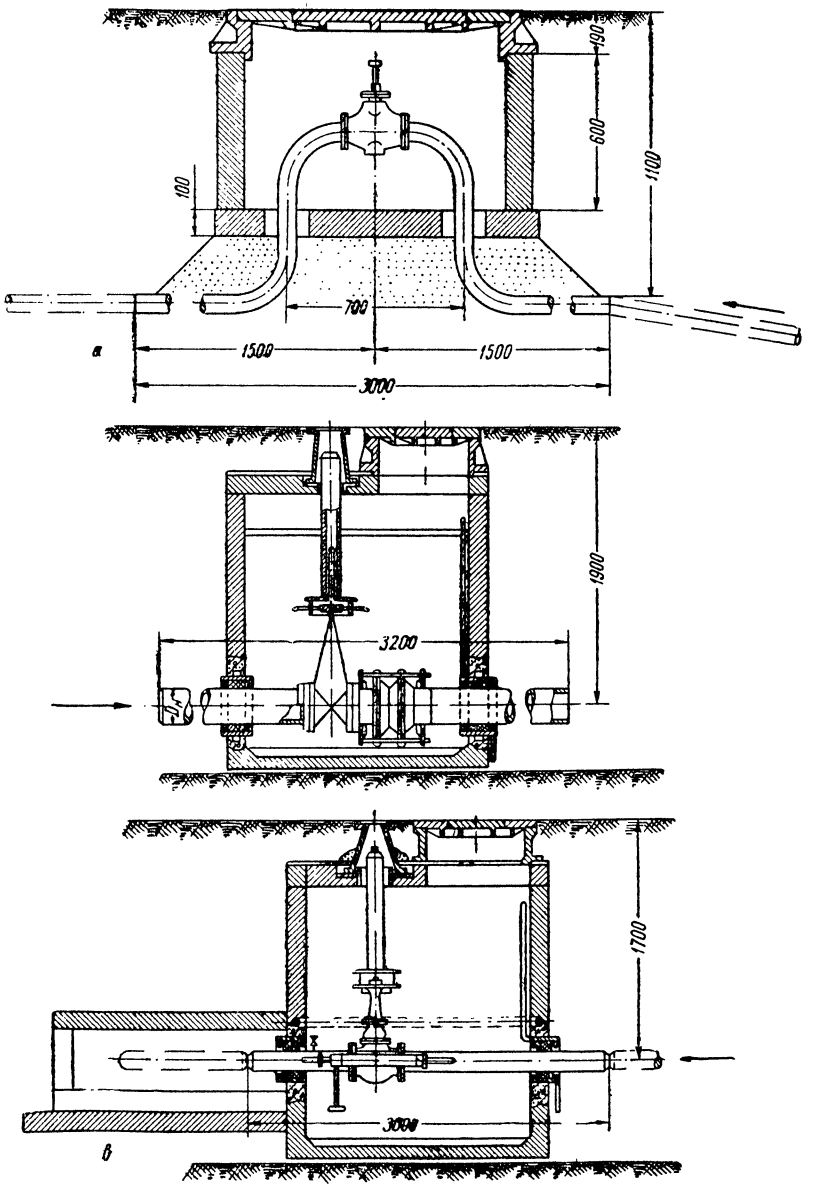


Рис. 54. Типы колодцев на подземных газопроводах: *а* — мелкий колодец с краном; *б* — глубокий колодец с чугунной задвижкой; *в* — глубокий колодец со стальной задвижкой.

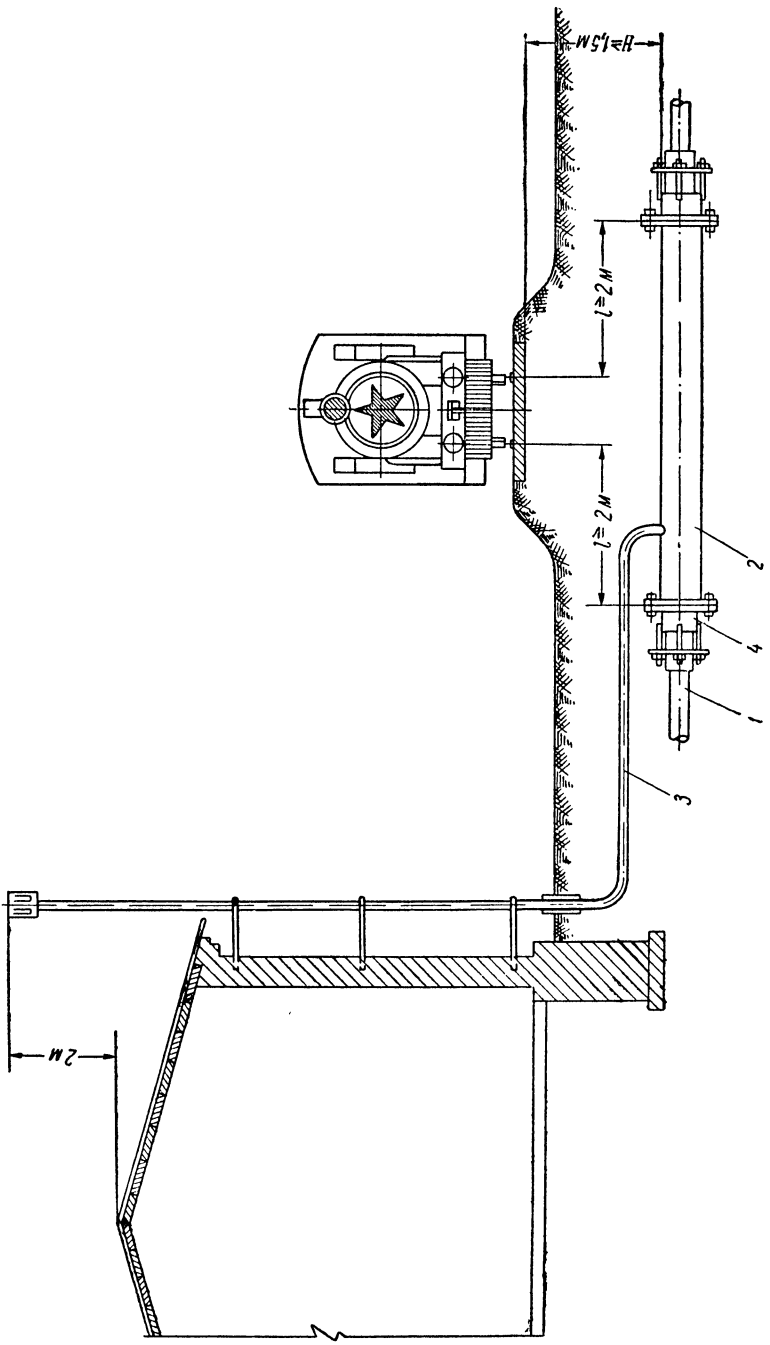


Рис. 55. Пересечение газопроводом железнодорожных и трамвайных путей:
1 — газопровод; *2* — футляр; *3* — сбросной трубопровод; *4* — сальник.

нику этих токов (дренажная защита); б) путем создания замкнутой электрической цепи за счет внешнего источника постоянного тока, изменяющего направление тока (катодная защита); в) путем создания замкнутой электрической цепи за счет электрода — протектора и проводимости грунтовой среды (протекторная защита).

Для проведения систематических измерений разности потенциалов между газопроводом и грунтом без его разрытия устанавливается специальный контрольный проводник. В качестве последнего могут быть использованы элементы газопроводов, выходящие на поверхность земли (отводные трубки сборников конденсата и гидравлических затворов), или специальные пункты в колодцах, обеспечивающие надежный электрический контакт с металлической поверхностью газопровода и грунтом. Расстояние между точками замеров потенциалов газопровода должно быть не более 200 *м*.

Контрольный проводник представляет собой стальной стержень, покрытый весьма усиленной изоляцией, который одним своим концом приваривается к верхней части изолированного газопровода, а другим выводится на поверхность земли под ковер. Стержень заключается в стальной футляр, имеющий хороший контакт с землей. Верхние части стержня и кожуха, выведенные под ковер, образуют, таким образом, два контакта соответственно: газопровод — земля. Разность потенциалов между этими контактами измеряется вольтметром.

Измеряемая разность потенциалов, имеющая неустойчивый режим показаний (меняются знак и величина), указывает на наличие в земле блуждающих токов. Измеряемая разность потенциалов, имеющая устойчивый режим показаний, указывает на наличие в земле токов почвенного происхождения или блуждающих токов от линий передач постоянного тока.

Газопроводы, укладываемые в земле в зоне воздействия блуждающих токов, должны иметь, как правило, весьма усиленное противокоррозийное покрытие, независимо от коррозийной активности грунта.

Коррозионная активность грунта зависит от удельного сопротивления и может быть низкой, средней, повышенной, высокой и особо высокой. При низкой и средней коррозионной активности грунта выбирается нормальный тип противокоррозийной изоляции. При повышенной и высокой коррозионной активности грунта выбирается усиленный тип, а при особо высокой коррозионной активности — весьма усиленный тип.

Независимо от коррозионной активности грунта газопроводы должны иметь весьма усиленную противокоррозийную изоляцию при укладке в зоне действия блуждающих токов, на переходах железнодорожных и трамвайных путей, на подводных участках переходов через реки, каналы и болота. На территории домо-

владений и предприятий тип противокоррозийной изоляции должен приниматься на один класс выше требуемой, исходя из коррозионной активности грунта.

На все материалы, применяемые для противокоррозийной изоляции газопроводов и фасонных частей, должны быть сертификаты или другие документы, подтверждающие их качество.

В качестве взаимозаменяемых изоляционных материалов, используемых при покрытии газопроводов и фасонных частей, могут применяться: а) битумная мастика с минеральным наполнителем или резиновой крошкой; б) битумно-резиновая изоляция с бризолом; в) заводская битумная изоляция на стеклорогожке; г) пластмассовая изоляция.

Наибольшее распространение получила противокоррозийная битумная изоляция, изготовляемая из битумной мастики, состоящей из смеси нефтяных битумов с каолином или другими равноценными по качеству компонентами, и битумно-резиновая изоляция, состоящая из битумно-резиновой мастики с бризолом.

Таблица 52

Типы изоляции стальных газопроводов

Номер слоя от поверхности металла и толщина изоляции	Тип изоляции		
	Нормальная	Усиленная	Весьма усиленная
	Битумная изоляция		
1	Грунтовка	Грунтовка	Грунтовка
2	Битумная мастика	Битумная мастика	Битумная мастика
3	Крафт-бумага	Гидроизол	Гидроизол
4	—	Битумная мастика	Битумная мастика
5	—	» »	» »
6	—	Крафт-бумага	Гидроизол
7	—	—	Битумная мастика
8	—	—	» »
9	—	—	Крафт-бумага
Минимальная толщина изоляции, *мм*	3	6	9
	Битумно-резиновая изоляция		
1	Грунтовка	Грунтовка	Грунтовка
2	Битумно-резиновая мастика	Битумно-резиновая мастика	Битумно-резиновая мастика
3	Крафт-бумага	Бризол	Бризол
4	—	—	Битумно-резиновая мастика
5	—	—	Бризол
Минимальная толщина изоляции, *мм*	3	6	9

Типы изоляции (нормальная, усиленная, весьма усиленная) применительно к битумной изоляции и битумно-резиновой приведены в табл. 52.

Глубина заложения газопроводов на территории, подлежащей усовершенствованию, принимается с учетом отметки верха покрова после его усовершенствования. Поэтому в случае уменьшения отметки верхнего покрова по сравнению с существующей газопроводы укладываются на больших глубинах. В случае увеличения отметки верхнего покрова по сравнению с существующей газопроводы укладываются на малых глубинах с применением обваловки газопровода по трассе сухим грунтом до отметки покрова, предусмотренной проектом его усовершенствования. В процессе производства работ по усовершенствованию покрова грунтовая обваловка газопровода полностью сохраняется.

Минимальные диаметры межцеховых газопроводов и ответвлений от них, укладываемых в грунте, принимаются 1 дюйм, а толщина стенки трубы должна быть не менее 3 *мм*. Диаметры продувочных трубопроводов от ответвлений межцеховых газопроводов принимаются в зависимости от объема продуваемых участков газопроводов их диаметра и расчетного давления газа в них, но не менее $^3/_4$ дюйма.

3. Надземные газопроводы

Надземные газопроводы на территории предприятий трассируются по опорам, колоннам и эстакадам из несгораемых материалов, а также по крышам и наружным (желательно глухим) стенам зданий I и II степени огнестойкости производств категорий *Г* и *Д* согласно «Противопожарным нормам строительного проектирования промышленных предприятий и населенных мест», в том числе зданий, в которых газ не используется.

Колонны, эстакады и опоры под газопроводы выполняются из прочных несгораемых материалов, обеспечивающих надежное крепление и устойчивость газопроводов при эксплуатации их в производственных условиях.

Допускается параллельная укладка газопроводов совместно с другими трубопроводами на одних и тех же опорах, колоннах, эстакадах и крышах зданий, если по этим трубопроводам не транспортируются горячие или сильно корродирующие жидкости. При этом расстояния между образующими трубопроводов должны быть такими, которые обеспечивают возможность производить взаимный осмотр и ремонт трубопроводов. Не рекомендуется укладывать газопроводы параллельно, в одной вертикальной плоскости, с электрокабелем высокого напряжения, трамвайными и железнодорожными путями и автодорогами.

Арматура и другие устройства на газопроводах, требующие обслуживания, размещаются в удобных и доступных местах. При

размещении их на высоте более 2,0 *м* от уровня земли необходимо предусматривать стационарные площадки и лестницы к ним.

Для обслуживания арматуры и других устройств на газопроводах, расположенных на высоте не более 4,0 *м* и находящихся в редком пользовании, можно использовать приставные лестницы или переносные стремянки.

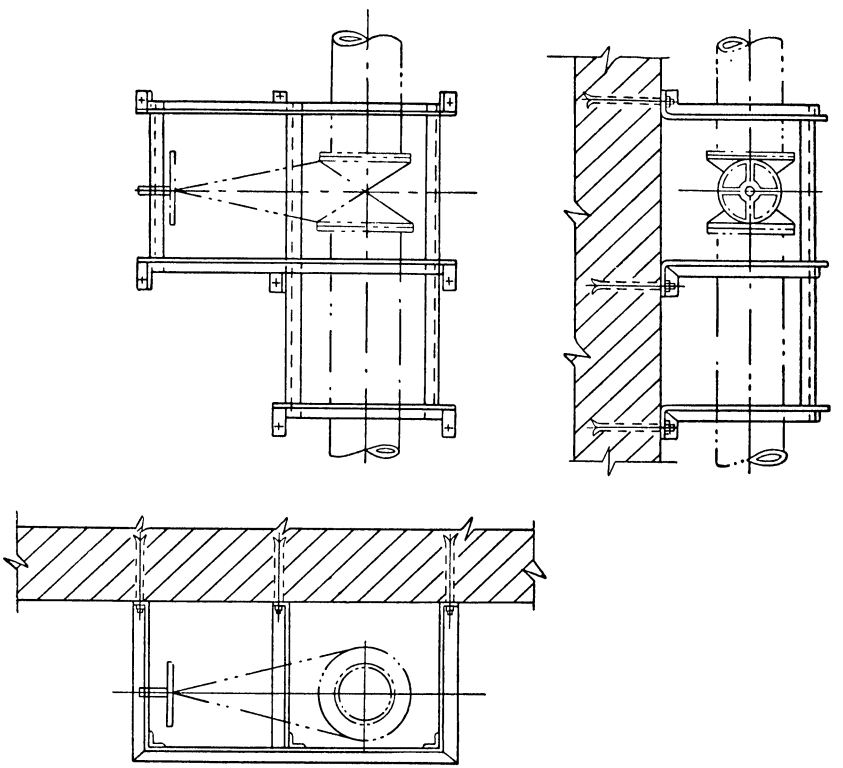


Рис. 56. Ограждение задвижки на наружном стояке.

Арматура на стояках у наружных стен зданий цехов, устанавливаемая на высоте до 1,6 *м* от земли, должна быть защищена от механических повреждений движущимся транспортом путем ограждения металлическим каркасом, как это представлено на рис. 56.

Высота укладки надземных газопроводов, считая от нижней образующей газопровода до поверхности земли, должна быть не менее приведенной в табл. 53.

Расстояния по горизонтали от надземных газопроводов, уложенных по колоннам и эстакадам до сооружений различного

Таблица 53

Минимальная высота укладки надземных газопроводов от поверхности земли

Виды сооружений	Минимальная высота, *м*
В непроезжей части территории	2,2
В местах пересечения автодорог (считая от верхней части полотна дороги)	4,5
В местах пересечения железных дорог (неэлектрифицированных) считая от головки рельса	5,5
В местах пересечения внутризаводских железнодорожных путей для перевозки расплавленного металла или шлака (без защитного экрана или несгораемой тепловой изоляции)	10,0
То же (при защитном экране или несгораемой тепловой изоляции)	6,0

назначения рекомендуется принимать не менее приведенных в табл. 54.

Надземные газопроводы влажного газа покрываются теплоизоляцией и укладываются с уклоном не менее 0,003; в нижних точках газопровода устанавливаются штуцера с краном для выпуска конденсата. В районах с суровыми климатическими условиями эти газопроводы рекомендуется укладывать с паровым спутником и совместно покрывать тепловой изоляцией.

Продувочные трубопроводы от ответвлений межцеховых газопроводов укладываются по наружным стенам зданий и выводятся на 1,0 *м* выше карниза крыши в места, обеспечивающие безопасные условия рассеивания газа.

Минимальные диаметры межцеховых надземных газопроводов и ответвлений от них принимаются равными 1 дюйму. Диаметры продувочных трубопроводов от ответвлений межцеховых газопроводов принимаются в зависимости от объема продуваемых участков газопроводов, их диаметра и расчетного давления газа в них, но не менее $^3/_4$ дюйма.

При надземной укладке газопроводов предусматриваются специальные компенсирующие устройства на них или такая конфигурация их, которая обеспечивает компенсацию линейных удлинений газопроводов при изменении температуры их.

В необходимых случаях на газопроводах устанавливаются специальные линзовые компенсаторы, либо П- или Z-образные компенсаторы из труб одинакового с газопроводом диаметра.

Во избежание расстройства соединений арматуры и фасонных частей газопроводов, появления в них опасных напряжений

Таблица 54

Минимальное расстояние по горизонтали от надземных газопроводов до других сооружений различного назначения

Виды сооружений	Минимальное расстояние от газопроводов, *м*	
	при давлении до 6 *кГ/см²*	при давлении 6—12 *кГ/см²*
Здания с производствами, относящимися по пожарной опасности к категориям А, Б, В . .	5,0	10,0
Здания с производствами, относящимися по пожарной опасности к категориям Г, Д	2,0	5,0
Железнодорожные или трамвайные пути (считая до ближайшего рельса)	3,0	3,0
Грань бордюрного камня, высшая бровка кювета или подошва насыпи дороги	1,5	1,5
Подземный водопровод, канализационные и теплофикационные трубы, кабельные подземные блоки (считая от края фундамента колонны газопровода)	1,0	1,0
Открытая электрическая подстанция (считая от ограды)	10,0	10,0
Места выпуска расплавленного металла или шлака	10,0	10,0
Провода промышленных воздушных линий электропередач напряжением до 1000 *в*	Не менее высоты опоры линии электропередачи, а на стесненных участках не менее 1 *м* при наибольшем отклонении провода	

газопроводы в необходимых случаях укладываются на неподвижные опоры (рис. 57*б*), благодаря которым перемещение отдельных участков газопроводов имеет ограниченную величину и направление. В промежутках между неподвижными опорами газопровод укладывается на подвижные скользящие опоры, показанные на рис. 57*а*.

Газопроводы укладываются на опоры так, чтобы поперечные сварные швы и фланцевые соединения на газопроводах находились от них на расстоянии не менее 300 *мм* для газопроводов диаметром до 200 *мм* и не менее 500 *мм* для газопроводов диаметром более 200 *мм*. Продольные швы должны располагаться выше опоры и с видимой стороны.

На рис. 58 представлен вариант укладки межцехового газопровода на существующих металлических колоннах. На правой

колонне, являющейся наиболее прочной, установлена неподвижная опора, на левой — подвижная.

Величина допустимого пролета между опорами до сего времени подсчитывалась по устаревшим формулам, в которых значения допустимых напряжений были занижены. По современной методике величина допустимого расстояния (пролета) между опорами под надземные газопроводы, укладываемые на одиночные опоры, определяется из условия прочности и условия допустимого провисания (прогиба) газопровода в пролете.

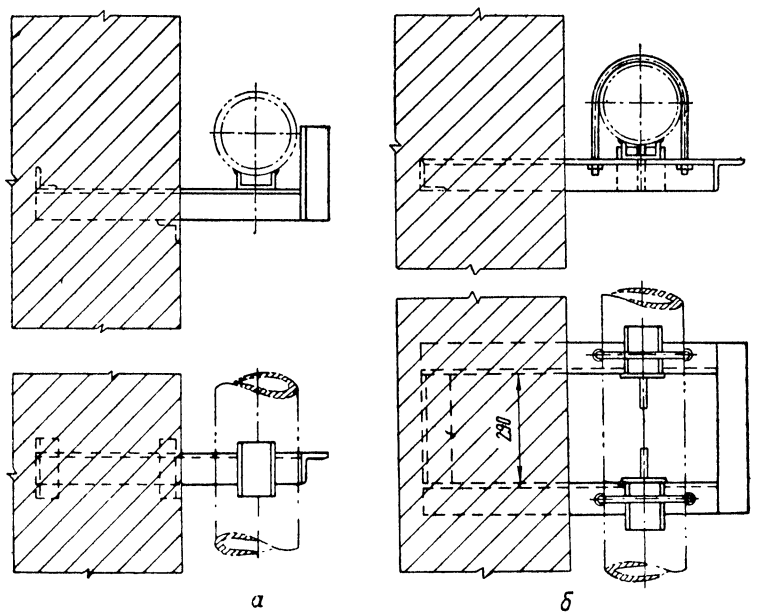


Рис. 57. Опоры: *а* — подвижная, *б* — неподвижная.

Согласно «Указанию по определению нагрузок, действующих на опоры трубопроводов, и допускаемых пролетов между их опорами», разработанному ВНИИСТ Главгаза при Совете Министров СССР, величина допускаемого пролета газопровода определяется по следующим формулам.

а) Из условия прочности

1) при пневматическом испытании газопровода

$$l = \sqrt{\frac{\left(R - \frac{pD}{4\delta}\right) W}{11{,}45\, q}}; \qquad (6)$$

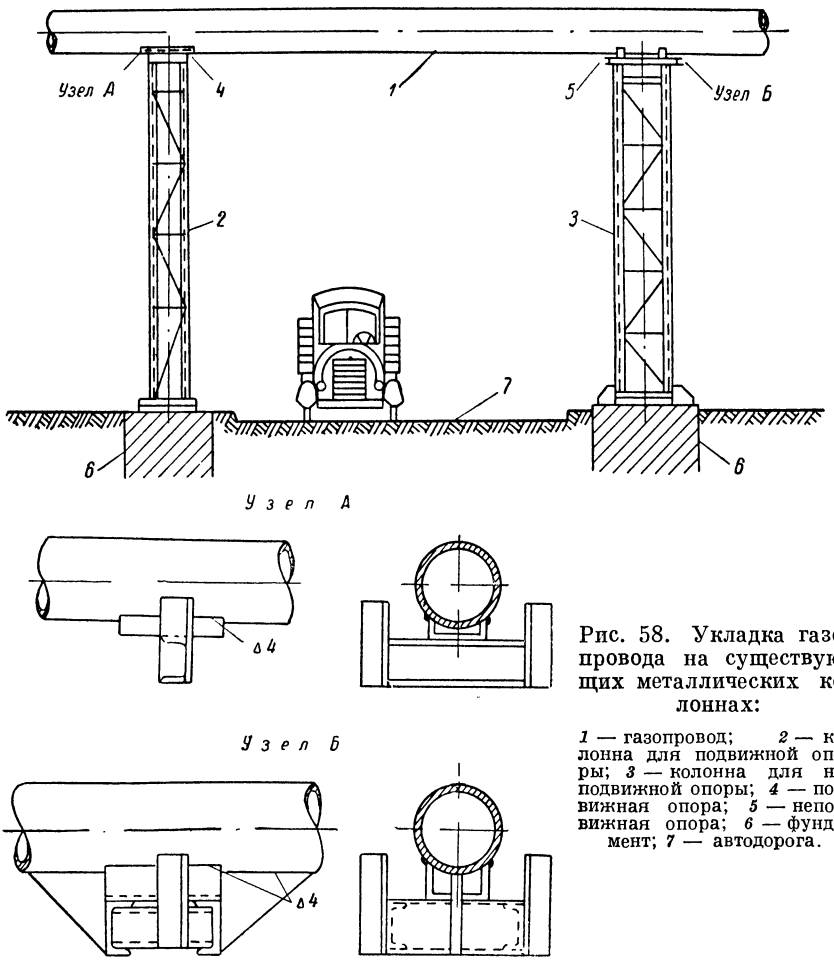


Рис. 58. Укладка газопровода на существующих металлических колоннах:

1 — газопровод; *2* — колонна для подвижной опоры; *3* — колонна для неподвижной опоры; *4* — подвижная опора; *5* — неподвижная опора; *6* — фундамент; *7* — автодорога.

2) при гидравлическом испытании газопровода

$$l = \sqrt{\frac{\left(R - \frac{p_и D}{4\delta}\right) W}{7{,}58\, q}}, \qquad (7)$$

где l — допускаемый пролет, *м*;

R — расчетное сопротивление стали, равное 2000 *кГ/см*^{2};

W — момент сопротивления сечения трубы, *см*^{3};

q — вес 1 пог. *м* трубы с учетом воды при гидравлическом испытании и без учета воды при пневматическом испытании, *кг/м*;

p — рабочее давление в газопроводе, *кГ/см*^{2};
$p_и$ — испытательное давление в газопроводе, *кГ/см*^{2};
D — средний диаметр газопровода, *см*;
δ — толщина стенки трубы, *см*.

б) Из условия допускаемого прогиба

$$l = \frac{\frac{24EI}{q} \cdot \frac{D_у}{50} + \frac{24EI}{q} \cdot \frac{ix}{2} + x^4}{x^3}, \tag{8}$$

$$l = 2x + \sqrt{x^2 + \frac{1}{x^2} \cdot \frac{24EI}{q} \cdot \frac{D_у}{50}}$$

где EI — жесткость трубопровода, *кг/м*^{2};
q — вес 1 пог. *м* трубы без учета воды при гидравлическом испытании, *кг/м*;
i — уклон газопровода;
$D_у$ — условный диаметр газопровода, *м*;
x — расстояние от опоры до сечения трубы, имеющего максимальный прогиб, *м*.

Систему указанных выше уравнений следует решать путем подбора величины x до тех пор, пока значения l по каждой из формул не совпадут.

Если для газопроводов диаметром 600 *мм* и больше значение допустимого расстояния по формулам (8) получается настолько большим, что между двумя компенсирующими устройствами газопровода требуется установить всего только одну неподвижную и две подвижные опоры, то определение допускаемого расстояния следует производить по следующим формулам.

а) Из условия прочности

1) при пневматическом испытании газопровода

$$l = \sqrt{\frac{\left(R - \frac{pD}{4\delta}\right) W}{17{,}18\, q}}; \tag{9}$$

2) при гидравлическом испытании газопровода

$$l = \sqrt{\frac{\left(R - \frac{pD}{4\delta}\right) W}{11{,}37\, q}}. \tag{10}$$

б) Из условия допускаемого прогиба

$$l = l_1 = 0{,}4\, \frac{\frac{24EI}{q} ix + \frac{48EI}{q} \frac{D_у}{50} + 2x^4}{x^3},$$

$$l = l_2 = \frac{1}{3}\left(5x + \sqrt{7x^2 - 6\frac{1}{x^2} \cdot \frac{24EI}{d} \cdot \frac{D_у}{50}}\right). \tag{11}$$

С достаточной для технических расчетов точностью можно принять, что значения расстояний, подсчитанные по формулам (9), (10) и (11), составляют примерно 0,8—0,83 от значений расстояний, полученных по формулам (6), (7) и (8).

На основании формул (6), (7) и (8) в табл. 55 приведены максимальные расстояния между опорами под надземные газопроводы среднего давления $p_р \leqslant 3$ *кГ/см*^{2}, укладываемые на одиночные опоры. При этом расчеты выполнены для случаев, когда надземный газопровод уложен на одиночные опоры без уклона ($i = 0$), что соответствует минимальным расстояниям между опорами, и с уклоном ($i = 0{,}003$), наиболее часто встречающимся. При других значениях уклона газопровода допускаемые расстояния между опорами следует определять по приведенным выше формулам.

Таблица 55

Максимальные расстояния между опорами под надземные газопроводы

Размеры, *мм*			Момент инерции, *см*^{4}	Момент сопротивления, *см*^{3}	Вес трубы, *кг*		Допустимые расстояния между опорами, *м*			
							из условия прочности газопровода при испытании		из условия провисания газопровода при гидравлическом испытании	
Условный диаметр	Наружный диаметр	Толщина стенки			при пневматическом испытании	при гидравлическом испытании	пневматическом	гидравлическом	при уклоне $i = 0{,}000$	при уклоне $i = 0{,}003$
50	60	4,0	27,75	9,24	5,52	7,64	17,0	17,8	4,4	7,5
70	76	4,0	61,0	15,47	7,1	10,73	19,5	19,4	5,4	9,0
80	89	4,0	96,65	21,7	8,38	13,53	21,3	20,5	6,1	9,5
100	108	4,0	176,55	32,7	10,26	18,11	23,6	21,8	7,1	10,5
125	133	4,0	338,3	50,8	12,73	25,0	26,4	23,1	8,1	12,0
150	159	4,5	651,9	82,0	17,15	34,8	28,9	24,8	9,6	13,5
200	219	7,0	2 623	240,0	36,6	69,6	33,8	30,1	12,2	17,5
250	273	7,0	5 177	379,0	45,92	98,0	37,9	32,0	14,4	19,5
300	325	8,0	10 010	616,0	62,5	137,5	41,4	34,3	16,4	22,0
350	377	9,0	17 550	930,0	81,6	182,8	44,5	36,7	18,4	24,0
400	426	10,0	28 290	1328	102,6	232,0	47,5	38,9	20,2	26,0
500	529	7,0	41 550	1477	90,11	298,5	53,5	36,2	23,6	28,0
600	630	8,0	77 500	2398	122,7	418,6	58,4	38,9	27,6	31,0
700	720	8,0	113 000	3189	140,5	529,5	62,9	40,0	30,4	33,0
800	820	8,0	161 000	4300	160,2	667,6	68,4	41,2	33,2	35,0

Примечание. Допустимые расстояния между опорами рекомендуется выбирать по наименьшему значению, полученному из условий допустимого провисания газопровода.

Пример. Определить допустимое расстояние между опорами надземного газопровода среднего давления $p \leqslant 3$ *кГ/см*^{2} диаметром $D_у$ 100 *мм* и толщиной стенки $\delta = 4$ *мм*.

Решение. Из условия прочности при пневматическом испытании газопровода

$$l = \sqrt{\frac{\left(R - \frac{pD}{4\delta}\right)W}{11{,}45\,q}} = \sqrt{\frac{\left(2000 - \frac{4{,}5 \cdot 10}{4 \cdot 0{,}4}\right)32{,}7}{11{,}45 \cdot 10{,}26}} = 23{,}6 \text{ м}.$$

Из условия прочности при гидравлическом испытании газопровода

$$l = \sqrt{\frac{\left(R - \frac{p_и D}{4\delta}\right)W}{7{,}58\,q}} = \sqrt{\frac{\left(2000 - \frac{4{,}5 \cdot 10}{4 \cdot 0{,}4}\right)32{,}7}{7{,}58 \cdot 18{,}11}} = 21{,}6 \text{ м}.$$

Из условия допустимого провисания газопровода при уклоне $i = 0{,}000$.

При уклоне газопровода $i = 0{,}000$, первая часть формулы (8) приобретает следующий вид

$$l = \frac{24EID_у}{50qx^3} + x = \frac{24 \cdot 2 \cdot 10^6 \cdot 176{,}55 \cdot 10^{-4} \cdot 0{,}1}{50 \cdot 10{,}26\,x^3} + x.$$

$l = \frac{165{,}1}{x^3} + x$; при $i = 0{,}000$ $l = 2x$. Тогда $2x = \frac{165{,}1}{x^3} + x$; $x^4 = 165{,}1$; $x = \sqrt[4]{165{,}1} = 3{,}58$ *м*.

$$l = 2x = 2 \times 3{,}58 = 7{,}1 \text{ м}.$$

Вторая часть формулы (8) в этом случае имеет вид

$$l = 2x + \sqrt{x^2 - \frac{1}{x^2} \cdot 165{,}1} = 2x + \sqrt{x^2 - \frac{165{,}1}{x^2}} =$$

$$= 2 \cdot 3{,}58 + \sqrt{3{,}58^2 - \frac{165{,}1}{3{,}58^2}} = 7{,}1 \text{м},$$

что удовлетворяет условиям.

При вынужденном, по местным условиям, отклонении от рекомендуемых в табл. 55 расстояний между опорами (перекидка газопровода с одного здания на другое, пересечение автодорог и железнодорожных путей) на газопроводах целесообразно применять растяжки, показанные на рис. 59, предохраняющие газопровод от чрезмерного продольного прогиба. При этом хомуты и скобы должны плотно охватывать металлическую поверхность газопровода.

По наружным стенам зданий, имеющим оконные проемы, допускается транзитная укладка газопроводов, относящихся только к категории низкого и среднего давлений.

При укладке по стенам зданий газопровод не должен пересекать оконные и дверные проемы, отверстия и жалюзийные решетки

приточной вентиляции. При вынужденном пересечении газопроводом открытых мест выброса воздуха от вытяжной вентиляции цехов, связанных с выделением коррозийно активных газов или паров жидкостей, газопровод необходимо защитить путем нанесения на него изолирующего покрытия или устройства футляра.

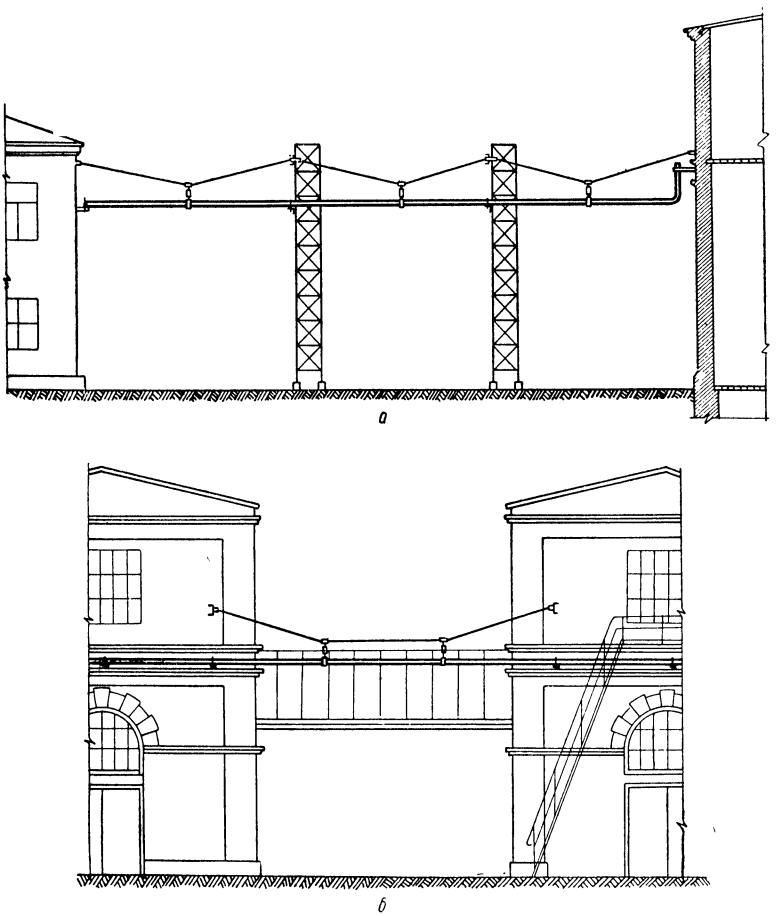


Рис. 59. Перекидка газопровода между зданиями: *а* — с установкой промежуточных колонн и растяжек; *б* — с установкой растяжек.

Для создания лучших удобств при обслуживании газопроводов, уложенных на крышах, расстояние от нижней образующей газопровода до крыши следует принимать не менее 0,5 *м*. Из этих же соображений на крутых крышах рекомендуется сооружать специальные площадки с перилами.

Пересечение газопроводами надземных трубопроводов иного назначения и других сооружений желательно осуществлять под прямым углом, при этом расстояния по вертикали между ними следует принимать не менее приведенных в табл. 56.

Таблица 56

Минимальное расстояние по вертикали от газопроводов до надземных сооружений при взаимном пересечении

Виды надземных трубопроводов и сооружений	Минимальное расстояние, *м*	
	над газопроводом	под газопроводом
Трубопроводы различного назначения:		
диаметром более 300 *мм*	0,3	0,3
диаметром менее 300 *мм*	Диаметр газопровода, но не менее 0,1	
Воздушные линии электропередач (от нижних проводов с учетом их провисания):		
при напряжении до 1 *кв*	1,0	Не допускается
» » от 1 до 20 *кв* . . .	3,0	» »
» » от 35 до 110 *кв* . .	4,0	» »
» » 150 *кв*	4,5	» »
» » 220 *кв*	5,0	» »
Подвесная дорога с учетом провисания троса (до нижней части вагонетки) . . .	3,0	3,0
Провод питающей сети электрифицированной железной дороги или трамвайного пути	Не допускается	1,5

При пересечении газопроводов с воздушными линиями электропередач последние должны проходить выше газопроводов. При этом над газопроводом необходимо устраивать ограждения в виде решеток, галерей или площадок для защиты от падения на него электропровода, а сам газопровод заземлять.

Кроме того, при пользовании данными табл. 56 следует исходить из того, что ограждения газопровода должны рассматриваться как части газопровода.

Арматура, компенсаторы и другие сооружения, устанавливаемые на надземных газопроводах, должны размещаться не ближе 10 *м* от места пересечения с линиями электропередач (в обе стороны).

Надземные газопроводы для осушенных газов покрываются масляной краской светло-коричневого цвета, а газопроводы для влажных газов покрываются тепловой изоляцией.

4. Цеховые газопроводы

Цеховые газопроводы, укладываемые в зданиях производственных цехов, могут иметь давление, не превышающее 6 *кГ/см*^{2}. Укладка цеховых газопроводов с давлением выше 6 *кГ/см*^{2} допускается только в тех случаях, когда такое давление необходимо иметь по условиям производства.

Цеховые газопроводы укладываются, как правило, над землей по внутренним стенам зданий, колоннам и фермам. В отдельных случаях при большой насыщенности цехов оборудованием и коммуникациями может применяться укладка основных цеховых газопроводов (коллекторов) по наружным стенам здания или по крыше с выполнением в этих случаях всех требований, относящихся к надземным межцеховым газопроводам.

Чаще всего такая укладка газопровода является оправданной в крупных мартеновских и литейных цехах заводов, а также в котельных цехах ТЭЦ, имеющих большие диаметры основных газопроводов. Ввод газопровода в цех осуществляется, как правило, в то помещение, в котором потребляется газ.

Укладка газопроводов через помещения, не связанные с потреблением газа, является нежелательной, но допустимой, с точки зрения безопасности, при условии: а) давление газа в газопроводе не должно превышать 3 *кГ/см*^{2}; б) соединение газопроводов производится при помощи сварки; в) число сварных стыков должно сводиться к минимуму; г) на газопроводе не должно устанавливаться отключающих и других устройств; д) газопровод заключается в футляр из стальной трубы (при небольшой протяженности газопровода и отсутствии поворотов на нем); е) помещения должны быть не подвальными, не бытовыми, не взрывоопасными и не складскими для хранения горючих материалов.

Отключающие устройства на цеховых газопроводах, с целью создания удобства при обслуживании их, рекомендуется устанавливать на доступной для управления, осмотра и ремонта высоте. При расположении отключающих устройств на высоте более 2 *м* должны устраиваться площадки с лестницами или дистанционный привод. Стремянки допускаются к применению только для обслуживания отключающих устройств, находящихся не в частом пользовании и расположенных на высоте не более 4,0 *м*.

Повороты газопроводов диаметром до 100 *мм* выполняются гнутьем, свыше 100 *мм* — на сварке с применением секторов. Расстояние между газопроводом и стеной, полом, площадкой и другими трубопроводами должно обеспечивать возможность производить осмотр и ремонт газопровода, арматуры и других устройств, устанавливаемых на нем.

Цеховые газопроводы следует укладывать по освещенным и доступным для ремонта и осмотра местам и крепить на крон-

штейнах и подвесках, как это представлено на рис. 60 и 61. Рекомендуемые максимальные расстояния между опорами, кронштейнами и подвесками приведены в табл. 55.

Основные газопроводы и ответвления от них укладываются в таких местах и так, чтобы была исключена возможность повреждения их внутрицеховым транспортом, подъемными кранами и грузами, а также движущимися механизмами.

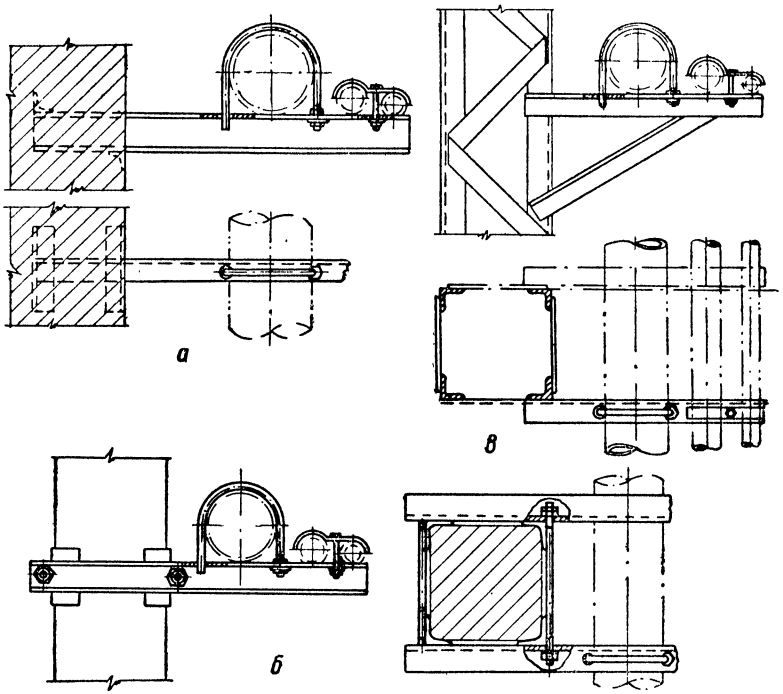


Рис. 60. Крепление газопроводов на кронштейнах: *а* — заделанных в кирпичные стены; *б* — закрепленных к железобетонным колоннам; *в* — приваренных к металлическим колоннам.

При совместной укладке нескольких газопроводов или газопроводов с другими трубопроводами допускается крепление к газопроводам низкого или среднего давления других газопроводов или трубопроводов, если это позволяет их конструктивная прочность. Крепление к газопроводам высокого давления других трубопроводов не допускается.

При пересечении основных проходов в цехах высота газопровода от отметки прохода до нижней образующей газопровода должна быть не менее 2,2 *м*.

При пересечении стен, перекрытий и фундаментов газопровод заключается в стальной футляр, представленный на рис. 62.

Концы футляра должны выступать на расстояние не менее 3,0 *см* от края стены или перекрытия и заполняться просмоленной прядью и битумом.

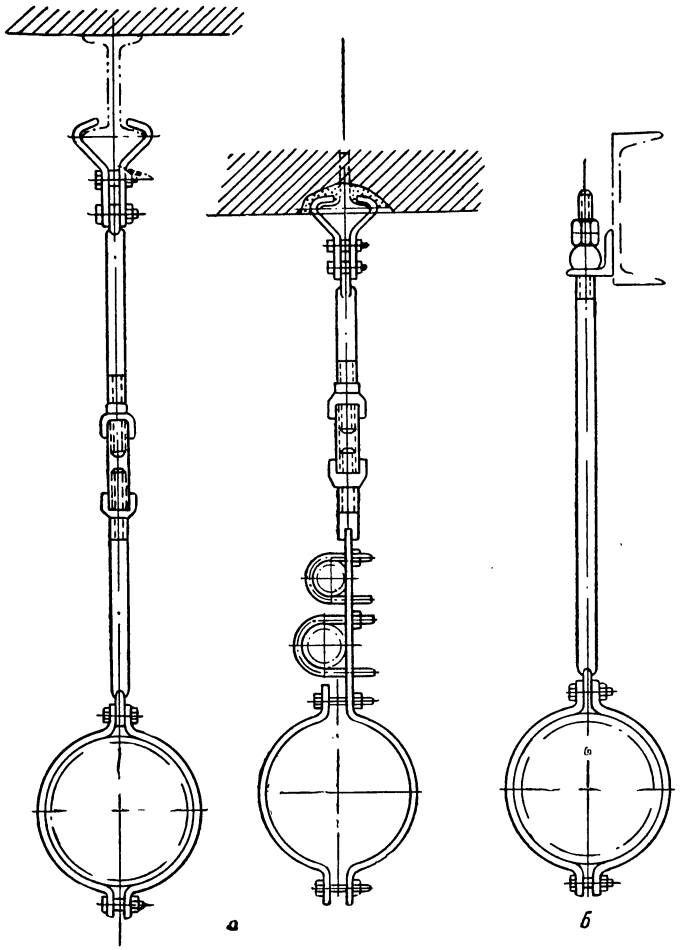


Рис. 61. Крепление газопроводов на подвесках: *а* — имеющих талреп; *б* — имеющих упорную гайку.

Пересечение газопроводами оконных и дверных проемов, а также вентиляционных решеток не должно допускаться. Также не должна допускаться укладка газопроводов через вентиляционные каналы, шахты, вентиляционные камеры и дымоходы.

При параллельной укладке газопровод предпочтительнее размещать выше электропроводки. В месте пересечения с газо-

проводом открытая электропроводка должна быть заключена в резиновую или эбонитовую трубку, выступающую на 10 *см* с каждой стороны газопровода.

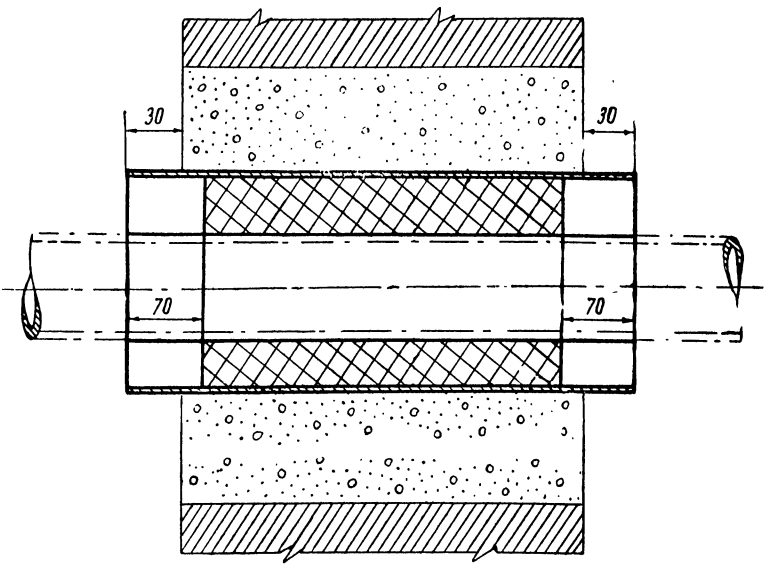


Рис. 62. Пересечение газопроводом стен, перекрытий и фундаментов.

На основаниии опыта проектирования и эксплуатации могут быть рекомендованы минимальные расстояния от нижней образующей газопровода до электропроводки при параллельной укладке их, приведенные в табл. 57.

Таблица 57

Минимальные расстояния от газопровода до электропроводки и электрооборудования

Виды электропроводки и электрооборудования	Минимальное расстояние, *см*
Открытая электропроводка:	
низкого напряжения	10,0
высокого напряжения	100,0
Закрытая электропроводка:	
низкого напряжения	5,0
высокого напряжения	50,0
Скрытая (заделанная в штрабе) электропроводка низкого и высокого напряжения (считая от края штрабы)	5,0
Рубильники, коробки предохранителей и распределительные щиты, расположенные на электропроводке	50,0

При невозможности надземной укладки ответвлений от основного цехового газопровода к агрегатам может применяться подземная укладка газопровода в канале пола при условии выполнения следующих требований:

а) канал должен быть перекрыт прочным настилом из съемных металлических или железобетонных плит, предохраняющих газопровод от повреждений при движении транспорта или при случайном падении грузов, транспортируемых подъемными кранами. Верхний настил канала не должен загромождаться оборудованием и другими материалами, затрудняющими доступ обслуживающего персонала к каналу;

б) канал по возможности не должен пересекаться с другими подпольными каналами или трубопроводами другого назначения. При неизбежном пересечении с ними в первом случае в месте пересечения газопровод заключается в футляр, во втором — трубопровод заключается в футляр. Концы футляров выводятся на расстояние не менее 200 *мм* от стенок канала, а места пересечения тщательно заделываются асбоцементным раствором;

в) каналы должны иметь наименьшую протяженность и такие поперечные размеры, которые могут обеспечить возможность осуществления осмотра и ремонта газопровода;

г) на газопроводе, в пределах канала, не должно быть фланцевых и резьбовых соединений, а также арматуры и других устройств, кроме сборников конденсата, устанавливаемых при транспортировке влажного газа;

д) количество сварных стыков на газопроводе в пределах канала должно быть минимальное, а качество их бездефектное;

е) каналы рекомендуется засыпать песком или мелким гравием с целью уменьшения емкости их;

ж) в каналах совместно с газопроводами допускается укладка только воздухопроводов;

з) в каналы не должны попадать жидкости, вызывающие коррозию металла.

При транспортировке влажного газа газопроводы укладываются с уклоном не менее 0,003 от пункта замера расхода газа в сторону ввода газопровода в цех и в сторону газовых горелок, устанавливаемых на агрегатах. В необходимых случаях для удаления конденсата в нижних точках газопроводов устанавливаются сборники конденсата. При этом ответвления к каждому агрегату или группе их рекомендуется подключать к боковой или верхней стороне основного цехового газопровода.

Цеховые газопроводы не следует размещать в зоне непосредственного воздействия теплового излучения или в местах возможного омывания их горячими продуктами сгорания, а также в зоне возможного контакта с раскаленным или расплавленным металлом или шлаком.

В части размещения сварных стыков, подвижных и неподвижных опор и компенсаторов следует руководствоваться соображениями, указанными в описании надземных межцеховых газопроводов.

Продувочные трубопроводы от цеховых газопроводов (коллекторов) и ответвлений от них, а также трубопроводы безопасности от обвязочных газопроводов на агрегатах рекомендуется укладывать совместно с цеховыми газопроводами на одних и тех же кронштейнах или подвесках, как это показано на рис. 60 и 61.

Эти трубопроводы выводятся по наружной или внутренней стене здания на 1,0 *м* выше конька крыши.

Цеховые газопроводы окрашиваются масляной краской в светло-коричневый цвет.

5. Обвязочные газопроводы на агрегатах

Обвязочные газопроводы на агрегатах укладываются на кронштейнах и подвесках, закрепляемых к металлическим каркасам и обслуживающим площадкам. Заделка кронштейнов в обмуровку котлов, печей, сушил и т. п. не допускается.

Все отключающие устройства на этих газопроводах следует размещать на высоте не более 2 *м* от уровня пола или площадки, а рабочее отключающее устройство — как можно ближе к смотровому лючку с тем, чтобы при регулировании подачи газа в горелку можно было одновременно наблюдать за процессом горения газа в топке агрегата.

Для создания удобства пользования отключающими устройствами, расположенными на высоте более 2 *м*, рекомендуется применять рычажные или цепные передачи, дистанционные привода или специальные подвижные площадки облегченной конструкции.

Газопроводы, а также арматуру и аппаратуру, устанавливаемую на них, не допускается размещать в зонах непосредственного излучения топок, воздействия на них горячих продуктов сгорания, соприкасания с раскаленным или расплавленным металлом или шлаком, а также в зоне разлива или разбрызгивания коррозийно активных жидкостей.

Укладку обвязочных трубопроводов и установку арматуры на них необходимо осуществлять так, чтобы расстояние от них до стены, колонны или выступающих частей соседних агрегатов и других сооружений было не менее 1,0 *м*.

Глава IV

УСТРОЙСТВО ГРП И ПУНКТОВ ЗАМЕРА РАСХОДА ГАЗА

1. Устройство ГРП

Как указывалось ранее, ГРП на предприятиях могут быть центральные — для снабжения газом двух и более цехов, и цеховые — для снабжения газом одного цеха, одного или группы агрегатов, одного помещения и т. п. По действующим правилам Госгортехнадзора центральные ГРП могут размещаться в специальных павильонах — будках, располагаемых на следующих расстояниях от зданий и емких сооружений надземного и подземного типа: а) центральный ГРП высокого начального давления до 6 $кГ/см^2$ — 10 $м$; б) центральный ГРП высокого начального давления свыше 6 $кГ/см^2$ — 15 $м$.

На предприятиях допускается размещение центральных ГРП среднего (до 3 $кГ/см^2$) и высокого (свыше 3 до 6 $кГ/см^2$) начальных давлений в пристройках к зданиям I и II степени огнестойкости цехов с невзрывоопасными производствами, в том числе цехов, не использующих газовое топливо.

Центральный ГРП высокого начального давления (свыше 6 до 12 $кГ/см^2$) может размещаться: а) в пристройках к зданиям, в которых находятся агрегаты, использующие газ, и если по условиям технологии цех должен пользоваться газом высокого давления (свыше 6 до 12 $кГ/см^2$); б) в будках на крышах зданий I и II степени огнестойкости производств категории $Г$ и $Д$, не связанных с использованием газа.

На промышленных предприятиях цеховые ГРП среднего и высокого (до 6 $кГ/см^2$) начального давления могут располагаться снаружи здания в огнестойких пристройках или в несгораемых шкафах или непосредственно в помещении, в котором находятся агрегаты, использующие газ.

Для этих предприятий размещение цеховых ГРП в шкафах следует по возможности ограничивать, так как шкафы не отапливаются, и при появлении в газопроводах монтажной воды оборудование ГРП часто выходит из строя. Кроме этого, обслуживать

и производить ремонт оборудования в шкафах значительно труднее, чем в открытых ГРП.

Кроме технологических потребителей газа на каждом предприятии могут быть бытовые потребители газа (столовые, жилые дома, лечебницы, учебные заведения, клубы и т. п.), как правило, с малыми расходами газа низкого давления. Для последних, с точки зрения безопасности, ГРП рекомендуется подключать к межцеховым газопроводам среднего и высокого давления (до 6 $кГ/см^2$) и размещать в наружных пристройках к этим зданиям или в шкафах, устанавливаемых на несгораемых стенах зданий или железобетонных столбиках.

Для указанной выше категории потребителей размещать ГРП внутри помещений, а также снабжать их газом от газопроводов высокого давления (свыше 6 до 12 $кГ/см^2$) является недопустимым.

В отопительных котельных, расположенных в зданиях указанных потребителей, допускается размещение ГРП внутри помещения котельной только при подаче газа от газопроводов среднего давления (до 3 $кГ/см^2$).

Отдельно стоящие здания, в которых размещаются ГРП, являются взрывоопасными. Эти здания должны иметь: а) внутреннее электроосвещение во взрывобезопасном исполнении или наружное в нормальном исполнении при условии уплотнения оконного проема, напротив которого устанавливается электролампа типа «кососвет»; б) все приборы с электроприводом, телефонная и электрическая связь размещаются в отдельном помещении ГРП, имеющем обособленный выход; в) естественную приточно-вытяжную вентиляцию, обеспечивающую не менее чем трехкратный часовой воздухообмен; г) отопление, обеспечивающее температуру воздуха в помещении не ниже 5° С. Отопление может быть водяным, паровым, воздушным и печным; д) высоту помещения не менее 3 *м*, естественное освещение, обособленный выход шириной не менее 0,8 *м* и облегченное несгораемое перекрытие. Суммарная площадь взрывных проемов (окна, двери и перекрытие) должна быть не менее 500 $см^2$ на каждый кубический метр объема помещения, в котором расположено основное газорегулирующее оборудование; е) двери и окна, открывающиеся наружу; ж) ширину основного прохода в помещении со стороны обслуживания оборудования не менее 1 *м*; з) такую компоновку оборудования, арматуры и КИПа, которая может обеспечить доступность к ним в период эксплуатации и ремонта. Канальная укладка газопровода не допускается; и) такой территориальный участок, в границах которого не имеется каких-либо действующих подземных сооружений, требующих обслуживания (канализация, водопровод, паропровод, электрокабель и т. п.).

Размещение ГРП непосредственно в помещениях, связанных с газопотреблением, не меняет категории этих помещений по

пожарной опасности. Поэтому при размещении ГРП в помещении цехов или котельных предъявляются следующие требования:

а) ГРП, по возможности, размещается на полу, как можно ближе к вводу газопровода в помещение и ограждается металлической сеткой на железобетонном или металлическом каркасе;

б) ГРП размещается в таком месте, где нет большой запыленности, где ему не могут быть причинены механические повреждения от движущихся механизмов и грузов, где нет непосредственного воздействия из него расплавленного металла или нагретых изделий;

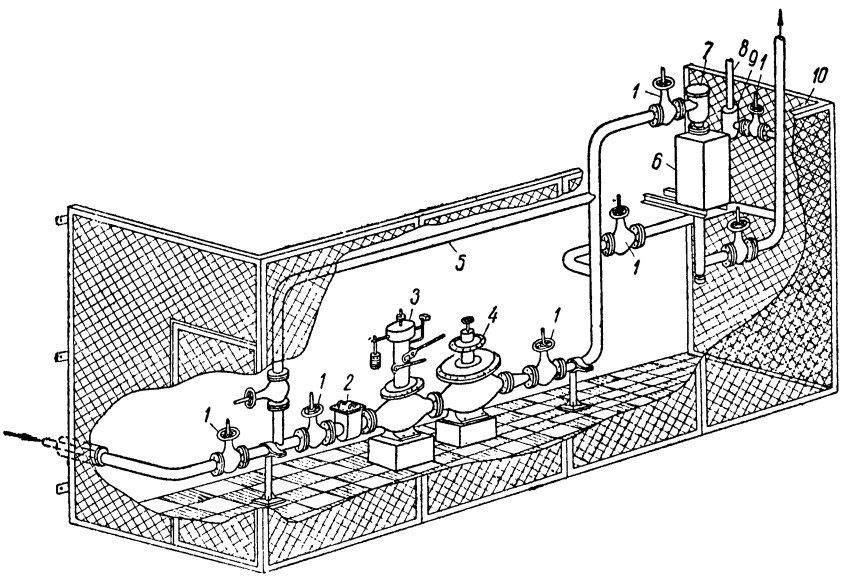


Рис. 63. Компоновка ГРП в помещении цеха:

1 — задвижка; *2* — газовый фильтр; *3* — предохранительный запорный клапан; *4* — регулятор давления типа РДС с командным прибором РУН-1-00; *5* — обводной газопровод; *6* — газовый ротационный счетчик типа РС; *7* — фильтр-ревизия; *8* — выхлопной трубопровод; *9* — предохранительный выхлопной пружинный клапан типа ППК-50; *10* — сетчатое ограждение.

в) место расположения ГРП должно быть хорошо освещено и доступно для осмотра и ремонта оборудования и арматуры;

г) ширина основного прохода между оборудованием ГРП и выступающими сооружениями должна быть не менее 1 *м*;

д) при размещении ГРП на полу под ним не должно быть никаких действующих подземных сооружений (борова, воздухопроводы, паропроводы, электрокабели и т. п.);

е) расстояние от оборудования ГРП до распределительных электрощитков должно быть не менее 1,0 *м*.

Общая компоновка оборудования ГРП, расположенного непосредственно в помещении цеха, связанном с газопотреблением, показана на рис. 63.

При размещении ГРП в несгораемых шкафах предъявляются следующие требования:

а) размещение ГРП в шкафу допустимо только при осушенном, не образующем водного конденсата газе и при замене в регуляторах давления мембран на морозостойкие и замене в гидравлических предохранительных клапанах воды на незамерзающую и не агрессивную по отношению к металлу жидкость.

В верхней и нижней частях шкафа должны быть прорезы или щели, обеспечивающие приточно-вытяжную естественную вентиляцию его;

б) расстояние от шкафа, размещаемого на стене, до оконного и дверного проемов, имеющихся в ней, по горизонтали должно быть не менее 1,0 *м* — для жилых и общественных помещений и 0,5 *м* — для подсобных и производственных помещений.

Это требование распространяется не только на первый этаж, в пределах которого обычно устанавливается шкаф, но и на все последующие этажи, находящиеся над шкафом;

в) расстояние от шкафа, размещаемого на столбиках, до ближайшего здания или емкого сооружения надземного или подземного типа должно быть не менее 6 *м*;

г) при расположении шкафа на стене или на столбиках над ним должен быть предусмотрен навес, защищающий шкаф от атмосферных осадков и образования на нем наледи.

Наиболее широкое распространение в газоснабжении предприятий получили шкафные регуляторные установки, разработанные Ленгипроинжпроектом и Промэнергогазом. Эти установки выпускаются с одним регулятором давления типа РД-32 и двумя регуляторами типа РД-32, с одним регулятором типа РД-50 и двумя регуляторами типа РД-50.

Компоновка газорегулирующего оборудования в шкафах конструкции Промэнергогаза представлена на рис. 64, а габаритные размеры установок приведены в табл. 58.

Таблица 58

Габаритные размеры шкафных регуляторных установок

Тип шкафной установки	Размеры, *мм*		
	А	*Б*	*Н*
С одним регулятором РД-32	660	300	910
С двумя регуляторами РД-32	660	270	1150
С одним регулятором РД-50	830	550	1210
С двумя регуляторами РД-50	—	—	—

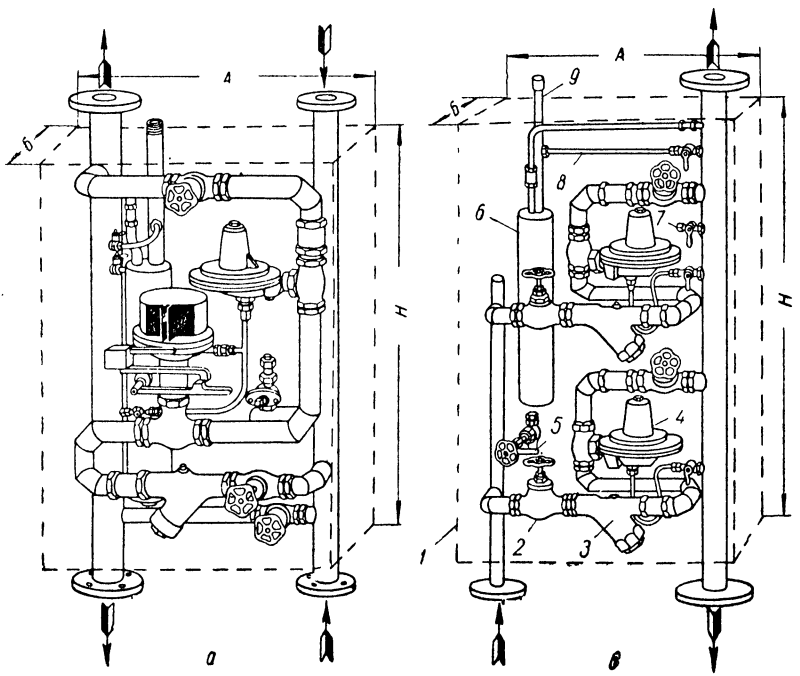


Рис. 64. Шкафные регуляторные установки: *а* — с одним регулятором типа РД-32 или РД-50, *б* — с двумя регуляторами типа РД-32 или РД-50.

1 — металлический шкаф; *2* — вентиль; *3* — фильтр; *4* — регулятор давления; *5* — штуцер для подключения манометра; *6* — гидравлический предохранительный клапан; *7* — штуцер для подключения манометра; *8* — перемычка для продувки и настройки оборудования; *9* — выхлопной трубопровод.

В каждом ГРП независимо от категории конечного давления газа в них необходимо устанавливать: а) газовый фильтр, б) предохранительный запорный клапан, в) регулятор давления, г) предохранительный выхлопной клапан, д) обводной газопровод, отключающие устройства и КИП.

2. Регуляторы давления

Регуляторы давления по принципу действия разделяются на регуляторы прямого действия и регуляторы непрямого действия. В регуляторах прямого действия исполнительный орган (клапан) перемещается непосредственно от усилия, возникающего в результате изменения конечного давления. В регуляторах непрямого действия исполнительный орган перемещается от вспомогательного механизма — командного прибора, находящегося под воздействием конечного давления.

Каждый из этих видов регуляторов состоит из следующих связанных между собой органов: дроссельного (клапана), чувствительного (мембрана) и управляющего (пружина).

Регулирование давления газа в регуляторах осуществляется за счет изменения количества газа, протекающего через дроссельный клапан.

Расчетная пропускная способность регулятора прямого действия зависит от площади проходного отверстия (дросселя), располагаемого перепада давления, при котором происходит истечение газа, давления среды, в которое происходит это истечение, и удельного веса газа. Все эти данные указываются в паспортной характеристике регулятора.

Для определения расчетной пропускной способности регулятора при других параметрах необходимо производить пересчет. Этот пересчет может быть выполнен с достаточной для практики точностью по следующим формулам.

При скорости истечении газа ниже критической, когда $\frac{p_1}{p_2} < 2$,

$$V = V_1 \sqrt{\frac{\Delta p \, \gamma_0' \, p_2}{\Delta p_1 \, \gamma_0 \, p_к'}}, \qquad (12)$$

При скорости истечения газа выше критической, когда $\frac{p_1}{p_2} \geqslant 2$,

$$V = 50 V_1 p_1 \sqrt{\frac{\gamma_0'}{\gamma_0 \Delta \, p_1 p_к'}}, \qquad (13)$$

где V — расчетная пропускная способность регулятора, *нм³/час*;

V_1 — паспортная пропускная способность регулятора, *нм³/час*;

Δp — располагаемый перепад давления в регуляторе, *кГ/м²*;

Δp_1 — перепад давления в регуляторе при его паспортной пропускной способности, *кГ/м²*;

γ_0 — удельный вес газа, для которого подбирается регулятор, *кГ/нм³*;

γ_0' — удельный вес газа по паспортным данным, *кГ/нм³*;

p_1 — абсолютное давление газа перед регулятором, *кГ/см²*;

p_2 — абсолютное давление газа после регулятора, *кГ/см²*;

$p_к'$ — абсолютное конечное давление газа по паспортным данным, *кГ/см²*.

В формулах (12) и (13) размерность объема газа выражена в *нм³* с допустимой в технических расчетах погрешностью, так как при этом пренебрегается поправкой на незначительное отклонение температуры газа от 0° С.

На рис. 65*а* представлена упрощенная схема газопровода от ввода до газовой горелки, применительно к которой величина

располагаемого перепада давления в регуляторе Δp может быть найдена по следующим формулам

$$\Delta p = p_1 - p_2, \tag{14}$$

$$p_1 = p_н - H_1, \tag{15}$$

$$p_2 = p_г + H_2, \tag{16}$$

где Δp — располагаемый перепад в регуляторе, *мм вод. ст.*;
$p_н$ — давление газа на вводе газопровода, *мм вод. ст.*;
p_1 — давление газа перед регулятором, *мм вод. ст.*;
p_2 — давление газа после регулятора, *мм вод. ст.*;
H_1 — суммарные потери давления газа в газопроводе от ввода до регулятора, *мм вод. ст.*;
H_2 — суммарные потери давления газа в газопроводе от регулятора до горелки, *мм вод. ст.*;
$p_г$ — расчетное давление газа перед горелкой, *мм вод. ст.*

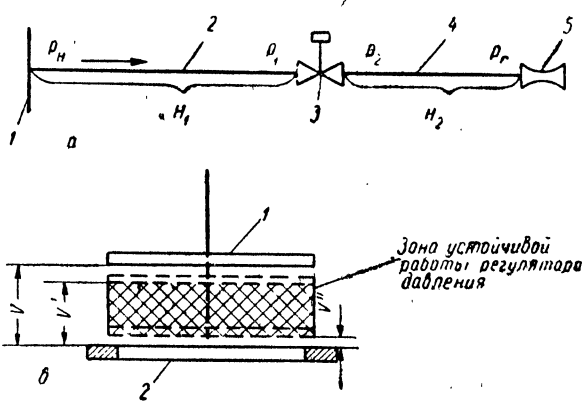


Рис. 65. Схемы: *а* — упрощенная схема газопровода от ввода до горелки:

1 — распределительный газопровод; *2* — межцеховой газопровод до регулятора; *3* — регулятор давления; *4* — цеховой газопровод от регулятора до горелки; *5* — газовая горелка;

б — схема устойчивой работы регулятора давления: *1* — клапан; *2* — седло клапана.

Расчетная пропускная способность регулятора при отсутствии на него паспортной характеристики может быть приближенно подсчитана по следующим формулам.

Для скорости истечения газа выше критической, когда $\frac{p_1}{p_2} \geqslant 2$,

$$V = 3600 f \alpha \sqrt{2g \frac{K}{K+1} \left(\frac{2}{K+1}\right)^{\frac{2}{k-1}} \frac{p_1 \gamma_1}{\gamma_0}}. \tag{17}$$

Для скорости истечения газа ниже критической, когда $\frac{p_1}{p_2} < 2$,

$$V = 3600 f \alpha \sqrt{2g \frac{K}{K-1}\left[\left(\frac{p_2}{p_1}\right)^{\frac{2}{k}} - \left(\frac{p_2}{p_1}\right)^{\frac{k+1}{k}}\right]} \frac{\sqrt{p_1 \gamma_1}}{\gamma_0}, \quad (18)$$

где V — расчетная пропускная способность регулятора, *нм³/час*;
f — площадь клапанного отверстия, *м²*;
α — коэффициент расхода газа, находящийся в пределах 0,65—0,8 (безразмерная величина);
g — ускорение силы тяжести = 9,81 *м/сек²*;
k — показатель адиабаты для газа, равный отношению теплоемкости при постоянном давлении к теплоемкости при постоянном объеме $K = \frac{C_p}{C_V}$;
p_1 — абсолютное давление газа перед регулятором, *кГ/м²*;
p_2 — абсолютное давление газа после регулятора, *кГ/м²*;
γ_1 — удельный вес газа перед регулятором (при T и p_1), *кГ/м³*;
γ_0 — удельный вес газа при нормальных условиях (760 *мм рт. ст.* и 0° С), *кГ/нм³*.

$$\gamma_1 = \gamma_0 \frac{p_1 273}{p_0 T_1},$$

где p_0 — нормальное атмосферное давление = 10 330 *кГ/м²*;
T_1 — абсолютная температура газа перед регулятором, °К; $T_1 = 273 + t_1$, t_1 — температура газа перед регулятором, °С.

Необходимо помнить о том, что расчетная пропускная способность регулятора давления, подсчитанная по формулам (12), (13), (17) и (18), является максимально возможной при располагаемом перепаде давления, так как она соответствует полностью открытому положению клапана. Поэтому для создания нормальных условий работы регулятора расчетная пропускная способность его должна быть примерно на 20% больше требуемой максимальной пропускной способности регулятора. С этой точки зрения регулятор рекомендуется подбирать так, чтобы он был загружен при требуемой пропускной способности не более чем на 80%, а при минимальном расходе — не менее чем на 10%, т. е.

$$\frac{V'}{V} 100 \leqslant 80\%,$$

$$\frac{V''}{V} 100 \geqslant 10\%,$$

где V — расчетная пропускная способность регулятора, полученная по формулам (12), (13), (17) и (18), *нм³/час*;

V' — требуемая максимальная пропускная способность регулятора, *нм³/час*;

V'' — требуемая минимальная пропускная способность регулятора, *нм³/час*.

При выполнении этой рекомендации клапан регулятора в рабочем состоянии никогда не будет находиться в своих крайних положениях. На рис. 65*б* показано положение клапана, соответствующее значениям V, V' и V'', а также зона устойчивой работы регулятора.

Пример. Подобрать регулятор для пропуска газа в количестве 135 *нм³/час*, если удельный вес газа $\gamma_0 = 0{,}8$ *кГ/нм³*, давление газа перед регулятором $p_1 = 2{,}38$ *ата*, давление газа после регулятора $p_2 = 150$ *мм вод. ст.*

Решение. Выбираем к установке регулятор типа РД с условным проходом $D_y = 50$ *мм* и диаметром клапана 19 *мм*. Определяем его расчетную пропускную способность.

Так как $\frac{p_1}{p_2} = \frac{2{,}38}{1{,}015} = 2{,}3 > 2$, то расчетную пропускную способность определяем по формуле

$$V = 50 V_1 p_1 \sqrt{\frac{\gamma_0'}{\gamma_0 \Delta p_1 p_к'}},$$

$$V = 50 \times 75 \times 2{,}38 \sqrt{\frac{1}{0{,}8 \cdot 1000 \cdot 1{,}01}} = 314 \text{ нм}^3/\text{час}.$$

Определяем процент загрузки регулятора

$$\frac{135}{314} \times 100 = 43\%,$$

что находится в пределах зоны устойчивого регулирования.

Пример. Подобрать регулятор для пропуска газа в количестве 1200 *нм³/час* зимой и 400 *нм³/час* летом, если удельный вес газа $\gamma_0 = 0{,}8$ *кГ/нм³*, давление газа перед регулятором $p_1 = 9400$ *мм вод. ст.*, давление газа после регулятора $p_2 = 1800$ *мм вод. ст.*

Решение. Выбираем к установке регулятор типа РДС с условным проходом $D_y = 100$ *мм*.

Так как $\frac{p_1}{p_2} = \frac{1{,}94}{1{,}18} = 1{,}64 < 2$, то расчетную пропускную способность регулятора определяем по формуле

$$V = V_1 \sqrt{\frac{\Delta p \gamma_0' p_2}{\Delta p_1 \gamma_0 p_к'}}.$$

Располагаемый перепад давления $\Delta p = p_1 - p_2 = 9400 - 1800 = 7600$ *кГ/м²*

$$V = 510 \sqrt{\frac{7600 \cdot 1 \cdot 1{,}18}{1000 \cdot 0{,}8 \cdot 1{,}01}} = 1700 \text{ нм}^3/\text{час}.$$

Определяем процент загрузки регулятора:
зимой

$$\frac{1200}{1700} \times 100 = 70{,}5\%,$$

летом

$$\frac{400}{1700} \times 100 = 23{,}5\%,$$

что находится в пределах зоны устойчивого регулирования.

Определение расчетной пропускной способности регуляторов и процента загрузки их по приведенным выше формулам является сравнительно длительной работой.

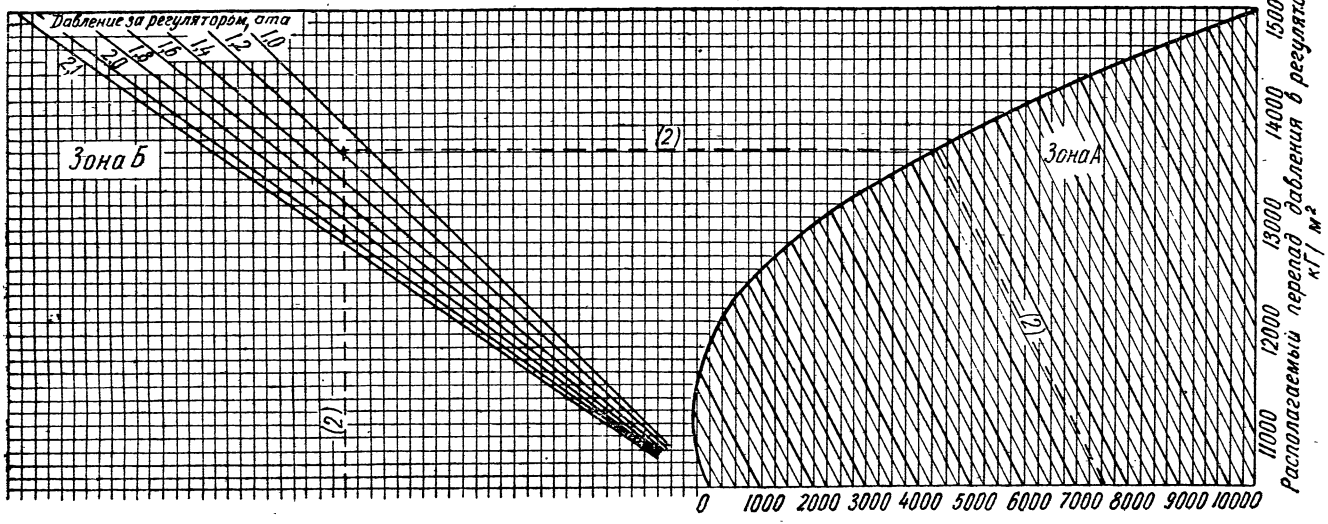
Ленгипроинжпроектом разработан (автор инж. В. Берхман) графический метод определения расчетной пропускной способности регуляторов прямого действия и процента загрузки их, позволяющий облегчить и ускорить подбор регуляторов давления типов РДК-1-00; РД-20; РД-25; РД-32; РД-50; РСД-50; РДС-80; РДС-100; РДС-150; РДС-200; РДС-300, серийно выпускаемых отечественной промышленностью. Для пользования этим методом ниже приводятся три номограммы, построенные на основании формул (12), (13), (17) и (18).

На рис. 66 представлена номограмма для определения расчетной пропускной способности регуляторов, работающих со среднего давления на среднее или низкое конечное давление. В целях компактности пределы значений параметров для номограммы выбраны ограниченными, но вполне достаточными для охвата наиболее часто встречающихся в практике проектирования и эксплуатации вариантов работы газорегулирующего оборудования, а именно: располагаемый перепад давления в регуляторе Δp от 0 до 15 000 *кГ/м*^{2}, давление газа перед регулятором p_1 от 2,0 до 4,0 *ата*, давление газа после регулятора p_2 от 1,0 до 2,1 *ата*.

Эта номограмма позволяет сравнить между собой расчетные пропускные способности регуляторов давления и выбрать на основании этого сравнения тот регулятор, загрузка которого при заданных условиях является наиболее приемлемой.

Номограмма построена в виде прямоугольника с координатной сеткой, разделенной на четыре зоны: *А* — зона располагаемых перепадов давления в регуляторе (по горизонтали и вертикали) Δp от 0 до 15 000 *кГ/м*^{2}, *Б* — зона давлений газа после регулятора давления p_2 от 1,0 до 2,1 *ата*, *В* — зона удельных весов газов γ от 0,5 до 2 *кГ/нм*^{3} и давлений газа перед регулятором p_1 от 2,0 до 4,0 *ата* (по горизонтали), *Г* — зона расчетной пропускной способности регуляторов давления *V* от 0 до 36 000 *нм*^{3}*/час*.

При скорости истечения газа $\left(\frac{p_1}{p_2} < 2\right)$ ниже критической величина располагаемого перепада давления в регуляторе Δp


Давление за регулятором, ата
2,1
2,0
1,8
1,5
1,4
1,2
1,0
Зона Б
(2)
(2)
Зона А
0
1000
2000
3000
4000
5000
6000
7000
8000
9000
10000
11000
12000
13000
14000
15000
Располагаемый перепад давления в регуляторе, кГ/м²

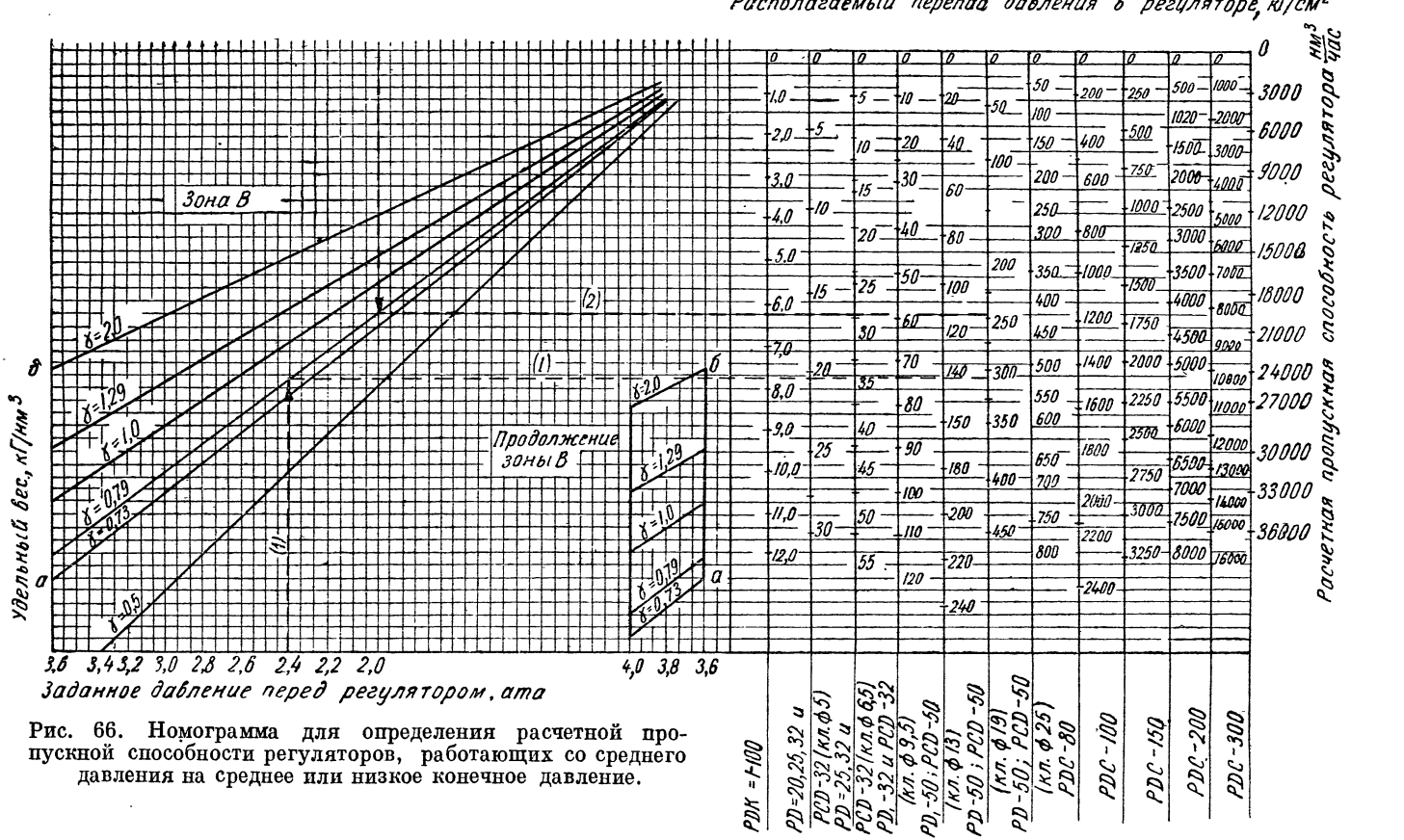


Рис. 66. Номограмма для определения расчетной пропускной способности регуляторов, работающих со среднего давления на среднее или низкое конечное давление.

отыскивается на горизонтали или вертикали зоны A. От этой точки проводится линия параллельно наклонным линиям до пересечения с контурной кривой, отделяющей зону A от зоны $Б$. Далее проводится горизонтальная линия до пересечения с линией заданного давления после регулятора p_2 в зоне $Б$. Затем проводится вертикальная линия до пересечения с линией заданного удельного веса газа γ в зоне B и, наконец, от нее проводится горизонтальная линия до расчетной пропускной способности регулятора, которая соответствует определенному типоразмеру регулятора.

При скорости истечения газа $\left(\frac{p_1}{p_2} \geqslant 2\right)$ выше критической величина заданного давления газа перед регулятором p_1 отыскивается на горизонтали зоны B. От этой точки проводится вертикальная линия до пересечения с линией заданного удельного веса газа γ, а от нее — горизонтальная линия до расчетной пропускной способности регулятора, которая соответствует определенному типоразмеру регулятора.

На этой номограмме графически решены приведенные выше два примера, из которых первый решен линиями с индексом (*1*), а второй — линиями с индексом (*2*).

На рис. 67 представлена номограмма для определения расчетной пропускной способности регуляторов, работающих с высокого давления на среднее или низкое конечное давление (при скорости истечения газа выше критической). Эта номограмма является продолжением предыдущей и ограничена по величине давления газа перед регулятором в пределах p_1 от 4 до 13 *ат*. Способ пользования этой номограммой аналогичен предыдущему; линия с индексом (*1*).

Этой номограммой не предусматривается определение расчетной пропускной способности регуляторов, работающих при скоростях истечения газа выше критических. К таким регуляторам относятся регуляторы типа РДС с командным прибором КВ2-00 и типа РДУК2 с тем же командным прибором.

На рис. 68 представлена номограмма для определения процента загрузки регуляторов давления. Эта номограмма является вспомогательной к двум предыдущим и служит для сравнения расчетной пропускной способности регулятора при располагаемом перепаде давления в нем с требуемой пропускной способностью регулятора.

Величина загрузки регулятора, выраженная в процентах, находится на пересечении вертикальной линии, соответствующей значению расчетной пропускной способности регулятора, с горизонтальной линией, соответствующей значению требуемой пропускной способности регулятора. На этой номограмме показаны решения тех же двух примеров линиями с теми же индексами.

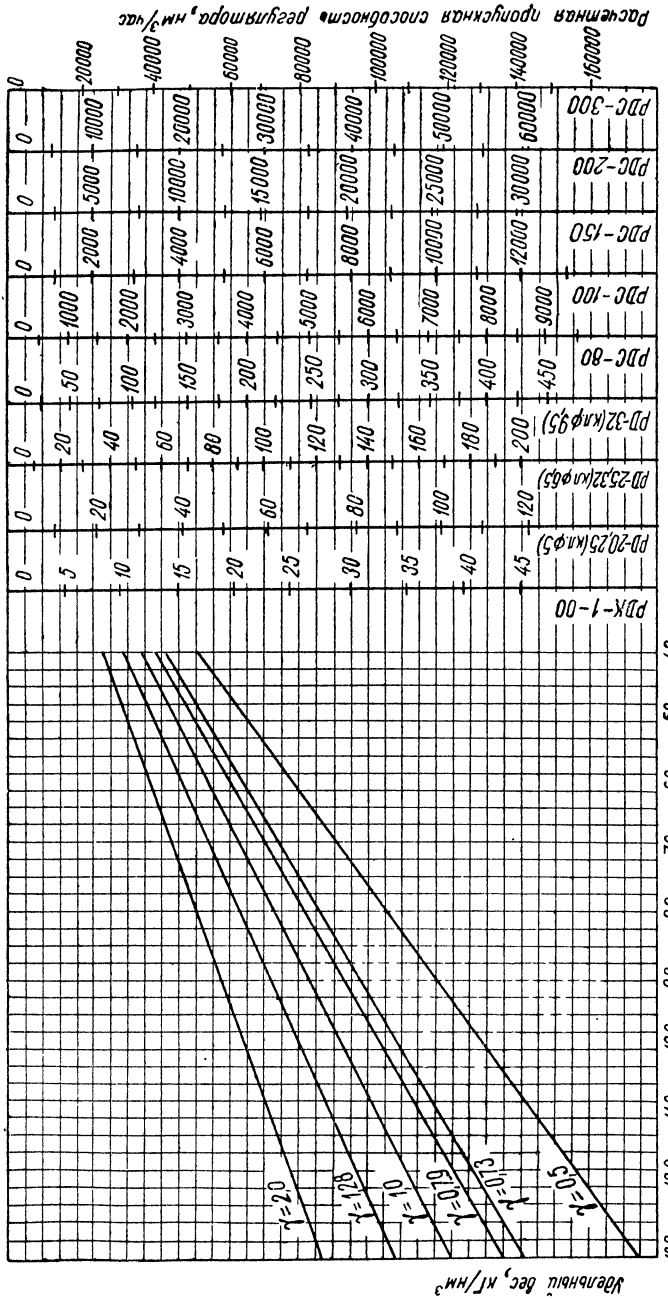


Рис. 67. Номограмма для определения расчетной пропускной способности регуляторов, работающих с высокого давления на среднее или низкое конечное давление (при выше критической скорости истечения газа).

Регуляторы давления прямого и непрямого действия, рекомендуемые к установке, и условия применения их на газопроводах приведены в табл. 59.

Представленный на рис. 69 регулятор-стабилизатор типа РДСК, обеспечивающий после себя низкое давление, может применяться для газоснабжения промышленных агрегатов и бытовых потребителей, имеющих малые расходы газа.

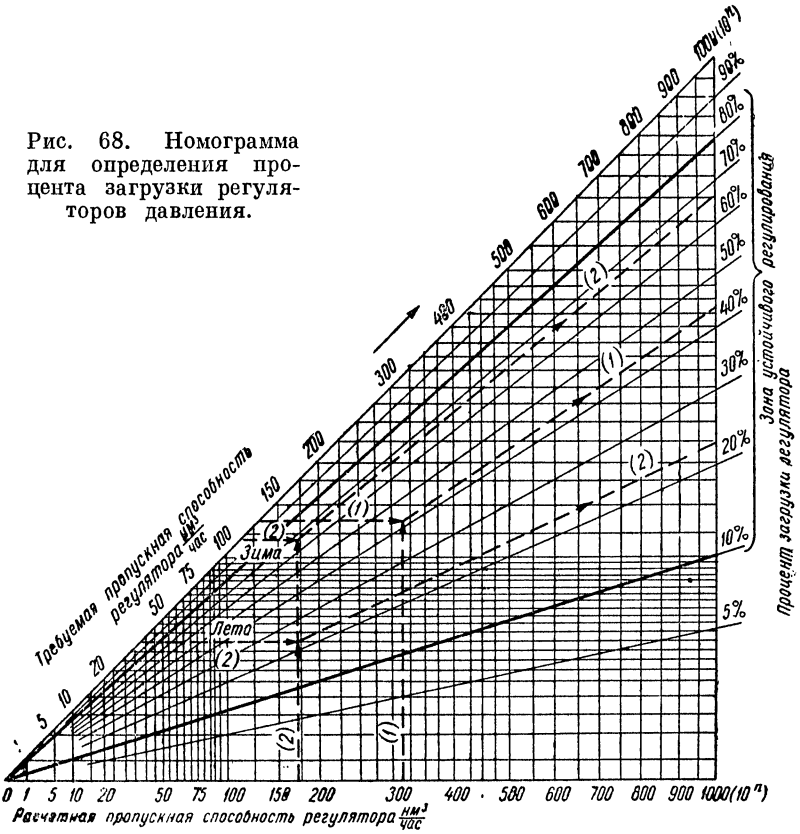


Рис. 68. Номограмма для определения процента загрузки регуляторов давления.

Регулятор снабжен сетчатым фильтром *4*, предохраняющим клапан *1* от засорения механическими примесями. Конечное давление газа $p_к$ по импульсному каналу *5* подается под основную мембрану *2*, на которую сверху действует усилие от груза *6*. Для предотвращения попадания газа начального давления $p_н$ под основную мембрану последняя снабжена разгрузочной мембраной *3*. Основная мембрана защищена сверху крышкой *7*. Регулятор этого типа не имеет дыхательного отверстия из надмембранной

Таблица 59

Регуляторы давления, регулирующие клапаны, и области их применения

Наименование	Условный диаметр D_y, *мм*	Условия применения на газопроводах
Прямого действия		
Регулятор давления — стабилизатор типа РДСК	25	При давлении до себя не свыше 500 *мм вод. ст.* и давлении после себя не свыше 100 *мм вод. ст.*
Регулятор давления типа РДК-1-00	$^1/_2$ дюйма	При давлении до себя не свыше 16 *кГ/см²* и давлении после себя от 100 до 300 *мм вод. ст.*
Регулятор давления типа РД с внутренним импульсом	20—32	При давлении до себя не свыше 10 *кГ/см²* и давлении после себя от 100 до 250 *мм вод. ст.*
Регулятор давления типа РД с внутренним импульсом	50	При давлении до себя не свыше 3 *кГ/см²* и давлении после себя от 100 до 250 *мм вод. ст.*
Регулятор давления типа РД с выносным импульсом	32	При давлении до себя не свыше 3 *кГ/см²* и давлении после себя от 100 до 250 *мм вод. ст.*
Регулятор давления типа РД с выносным импульсом	50	При давлении до себя не свыше 3 *кГ/см²* и давлении после себя от 100 до 250 *мм вод. ст.*
Регулятор давления типа РД-32М с выносным импульсом	32	При давлении до себя не свыше 16 *кГ/см²* и давлении после себя от 100 до 200 *мм вод. ст.*
Регулятор давления типа РД-50М с выносным импульсом	50	При давлении до себя не свыше 16 *кГ/см²* и давлении после себя от 80 до 250 *мм вод. ст.*
Регулятор давления типа РСД	32—50	При давлении до себя не свыше 3,0 *кГ/см²* и давлении после себя от 1000 до 11 000 *мм вод. ст.*
Регулятор давления типа РДС с командным прибором РУН-1-00	80—300	При давлении до себя не свыше 6, 10 и 12 *кГ/см²* и давлении после себя от 50 до 11 000 *мм вод. ст.*
Регулятор давления типа РДС с командным прибором КН-2-00	80—300	При давлении до себя не свыше 6, 10 и 12 *кГ/см²* и давлении после себя от 50 до 6000 *мм вод. ст.*

Продолжение табл. 59

Наименование	Условный диаметр, *мм*	Условия применения на газопроводах
Регулятор давления типа РДС с командным прибором КВ-2-00	80—300	При давлении до себя не свыше 6, 10 и 12 *кГ/см²* и давлении после себя от 0,6 до 3 *кГ/см²* и от 1,0 до 6,0 *кГ/см²*
Регулятор давления типа РДУК2 с командным прибором КН-2-00	50—200	При давлении до себя не свыше 12 *кГ/см²* и давлении после себя от 50 до 6000 *мм вод. ст.*
Регулятор давления типа РДУК2 с командным прибором КВ-2-00	50—200	При давлении до себя не свыше 12 *кГ/см²* и давлении после себя от 0,6 до 3 *кГ/см²* и от 1,0 до 6,0 *кГ/см²*
Непрямого действия		
Регулирующий клапан типа 25ч32нж (ВО) с командным прибором РД	25—300	При давлении до себя не свыше 16 *кГ/см²* и давлении после себя от 1,0 до 12 *кГ/см²*
Регулирующий клапан типа ПРК-1-6-ЛВО с командным прибором РД	6	
Регулирующий клапан типа ПРК-1-9-ЛВО с командным прибором РД	9	
Регулирующий клапан типа 25ч32нж (ВО) с командным прибором 04-МСТМ-410 и 04-МСТМ-610	25—300	При давлении до себя не свыше 16 *кГ/см²* и давлении после себя от 0 до 15 *кГ/см²*
Регулирующий клапан типа ПРК-1-6-ЛВО с командным прибором 04-МСТМ-410 и 04-МСТМ-610	6	
Регулирующий клапан типа ПРК-1-9-ЛВО с командным прибором 04-МСТМ-410 и 04-МСТМ-610	9	
Регулирующий клапан типа 25ч32нж (ВО) с командным прибором 04-МСС-410 и 04-МСС-610	25—300	При давлении до себя не свыше 16 *кГ/см²* и давлении после себя от 0 до 4 *кГ/см²*
Регулирующий клапан типа ПРК-1-6-ЛВО с командным прибором 04-МСС-410 и 04-МСС-610	6	
Регулирующий клапан типа ПРК-1-9-ЛВО с командным прибором 04-МСС-410 и 04-МСС-610	9	

полости, обеспечивающего сброс газа в атмосферу в случае разрыва мембраны *3*.

При повышении конечного давления газа $p_к$ (из-за уменьшения расхода газа за регулятором) импульс возросшего конечного давления по каналу *5*, попадая под основную мембрану *2*, переместит ее вверх. При этом клапан *1*, связанный с основной мем-

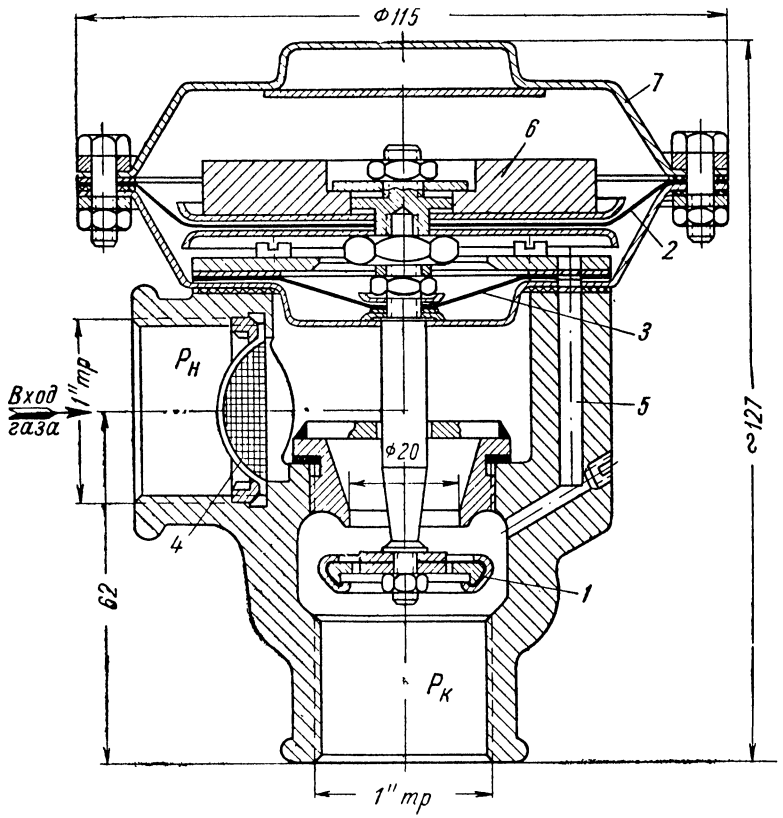


Рис. 69. Регулятор-стабилизатор типа РДСК:

1 — клапан; *2* — основная мембрана; *3* — разгрузочная мембрана; *4* — сетчатый фильтр; *5* — импульсный канал; *6* — груз; *7* — крышка.

браной, также переместится вверх и перекроет дроссельное отверстие на такую величину, которая способна восстановить конечное давление газа до заданного грузом *6*. При уменьшении конечного давления процесс регулирования осуществляется в обратном порядке.

Регулятор-стабилизатор типа РДСК имеет следующую характеристику: максимально допустимое давление газа на входном

патрубке 500 *мм вод. ст.*, конечное давление газа после регулятора 100 *мм вод. ст.* Пропускная способность регулятора-стабили-

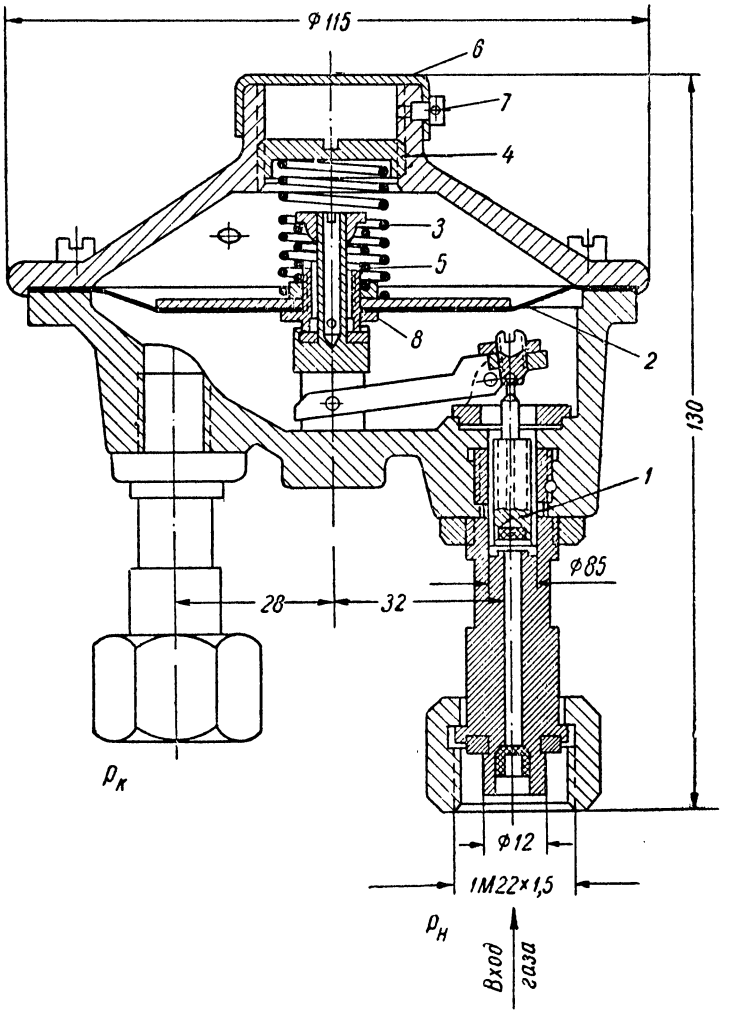


Рис. 70. Регулятор давления типа РДК-1-00:

1 — клапан; *2* — мембрана; *3* — пружина; *4* — гайка; *5* — пружина предохранительного клапана; *6* — крышка; *7* — пробка; *8* — предохранительный клапан.

затора при $\Delta p = 5$ *кГ/см*^{2}, $\gamma = 0{,}15$ *кГ/нм*^{3} и $p_к = 1{,}01$ *ата* составляет 6 *нм*^{3}*/час*.

Представленный на рис. 70 регулятор давления типа РДК-1-00, обеспечивающий после себя низкое конечное давление газа,

может применяться для газоснабжения промышленных агрегатов и бытовых потребителей, имеющих малые расходы газа. Регулятор снабжен клапаном *1* с мягким уплотнением из газобензоморозостойкой резины. Усилие конечного давления газа $p_к$, действуя на мембрану *2* снизу, уравновешивается усилием на нее сверху от пружины *3*, управляемой гайкой *4*. Для предотвращения чрезмерного повышения конечного давления газа $p_к$ мембрана снабжена предохранительным клапаном *8* с пружиной *5*, выпускающим газ в надмембранную часть регулятора, а из нее — в атмосферу.

При повышении конечного давления против заданного пружиной *3* мембрана *2* под действием возросшего усилия конечного давления переместится вверх. При этом клапан *1*, связанный с мембраной *2*, прикроет дроссельное отверстие на такую величину, которая способна восстановить конечное давление газа до заданного пружиной *3*.

Регулятор давления РДК-1-00 имеет следующую характеристику: максимально допустимое давление газа на входном патрубке 16 *кГ/см*^{2}, конечное давление газа после регулятора 100—300 *мм вод. ст.* Пропускная способность регулятора типа РДК-1-00 при $\Delta p = 1000$ *кГ/м*^{2}, $\gamma = 1$ *кГ/м*^{3} и $p_к = 1{,}01$ *ата* составляет 1,9 *нм*^{3}*/час*.

Регуляторы давления типа РД получили весьма широкое распространение в газоснабжении промышленных агрегатов и бытовых потребителей, имеющих малые расходы газа низкого давления. Эти регуляторы выпускаются следующих типов: РД-20, РД-25, РД-32 и РД-50. Первые три типа имеют одинаковые габаритные размеры и отличаются лишь присоединительными размерами входных и выходных патрубков. Регулятор типа РД-50 выпускается с несколько бóльшими габаритными размерами и не имеет предохранительного клапана.

Представленные на рис. 71 регуляторы типов РД-20, РД-25 и РД-32 снабжены клапаном *7* с мягким уплотнением из газобензоморозостойкой резины. Усилие конечного давления $p_к$ через импульсную трубку *2*, действуя на мембрану *3* снизу, уравновешивается усилием на нее сверху от пружины *4*, управляемой гайкой *3*. Для предотвращения чрезмерного повышения конечного давления $p_к$ в нижнюю часть корпуса вмонтирован предохранительный клапан *10*, выпускающий газ в атмосферу. При повышении конечного давления $p_к$ импульс возросшего конечного давления по импульсной трубке *2*, попадая под мембрану *3*, перемещает ее вверх. При этом клапан *7*, связанный через рычажную систему с мембраной, переместится и прикроет дроссельное отверстие на такую величину, которая способна восстановить конечное давление до заданного пружиной *4*. При уменьшении конечного давления процесс регулирования осуществляется в обратном

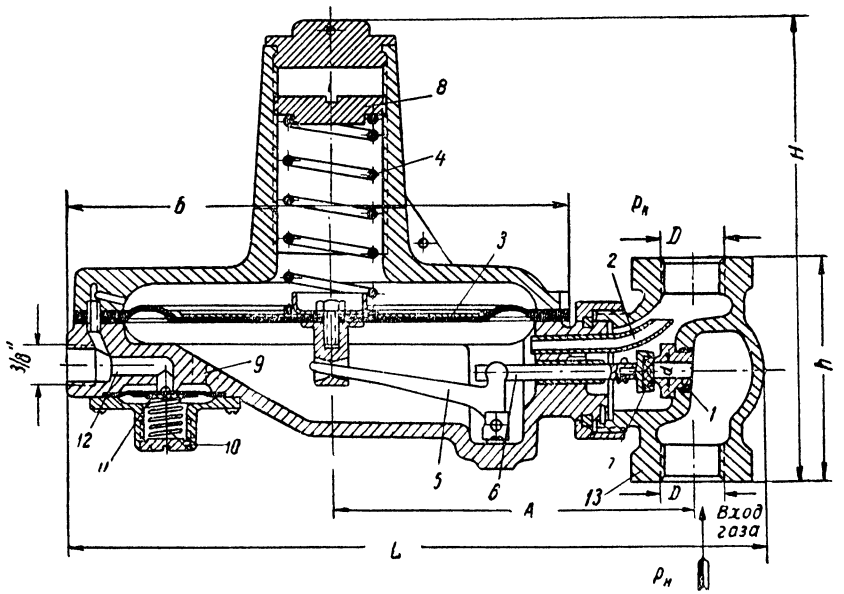


Рис. 71. Регулятор давления типа РД-20, РД-25 и РД-32:

1 — дроссельное отверстие; *2* — импульсная трубка; *3* — мембрана; *4* — пружина; *5* — рычаг; *6* — шток; *7* — клапан; *8* — гайка; *9* — отверстие для выхода газа; *10* — предохранительный клапан; *11* — мембрана клапана; *12* — канал для выхода газа; *13* — вентильный корпус.

Таблица 60

Характеристика регуляторов давления

Тип регуляторов давления	Максимально допустимое давление на входном патрубке, *кГ/см²*	Давление газа после регулятора, *мм вод. ст.*		Диаметр клапана, *мм*	Пропускная способность (при $\Delta p = 1000$ *кГ/м²*, $\gamma = 1$ *кГ/нм³* и $p_к = 1{,}01$ *ата*), *нм³/час*
		минимальное	максимальное		
РД-20	10	100	250	5,0	5,0
РД-25	10	100	250	5,0	5,0
				6,5	8,5
РД-32	10	100	250	5,0	5,0
				6,5	8,5
				9,5	18,0
РД-50	3	100	250	13,0	35,0
				19,0	75,0
				25,0	130,0

порядке. Характеристика регуляторов давления типа РД приведена в табл. 60, а габаритные размеры их — в табл. 61.

Существенным недостатком регуляторов типа РД, представленных на рис. 71, является то, что при значительном возрастании

Таблица 61

Габаритные размеры регуляторов давления

Тип регуляторов давления	Размеры, *мм*					*D*, дюймы	Вес, *кг*
	L	*A*	*Б*	*H*	*h*		
РД-20	300	160	212	188	102	3/4	6,9
РД-25	300	160	212	188	102	1	6,95
РД-32	300	160	212	188 (220)	102	1 1/4	7,0
РД-50	500	260	390	330	140	2	21,0

Примечание. Размеры в скобках относятся к регулятору типа РД-32 с выносным импульсом.

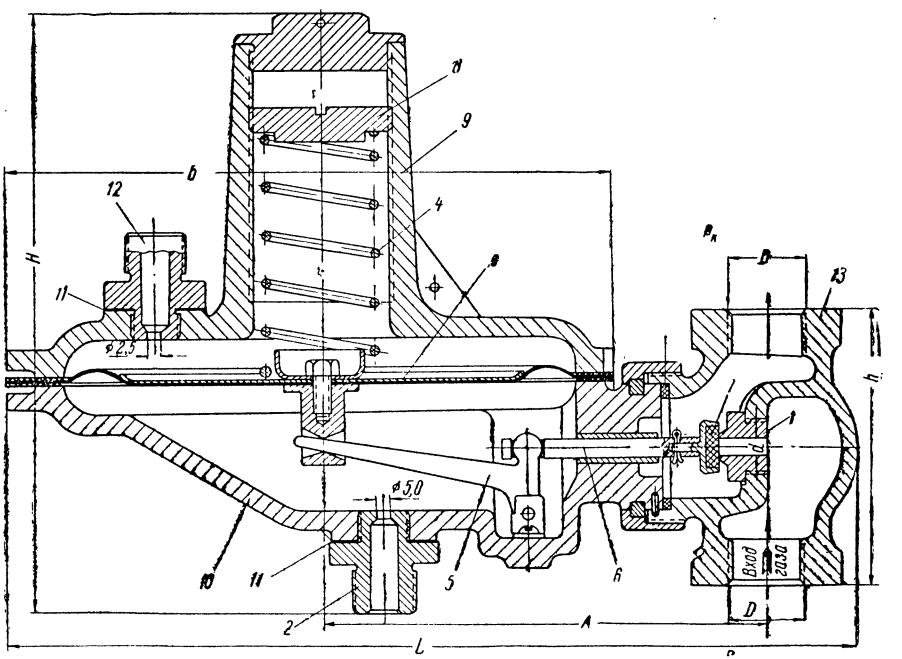


Рис. 72. Регулятор давления типа РД-32 и РД-50:

1 — дроссельное отверстие; *2* — штуцер ⌀ 1/2"; *3* — мембрана; *4* — пружина; *5* — рычаг; *6* — шток; *7* — клапан; *8* — гайка; *9* — верхняя часть корпуса; *10* — нижняя часть корпуса; *11* — прокладка; *12* — штуцер ⌀ 1/2"; *13* — вентильный корпус.

расхода газа за регулятором увеличивается скорость газа на выходе из вентильного корпуса *13*. Это приводит к тому, что через импульсную трубку *2* происходит инжектирование газа из подмембранной полости, в результате которого увеличивается конечное давление газа за регулятором.

Учитывая указанные выше недостатки регуляторов типа РД, институт Ленгипроинжпроект внес некоторые усовершенствования в конструкцию этих регуляторов, значительно улучшающие

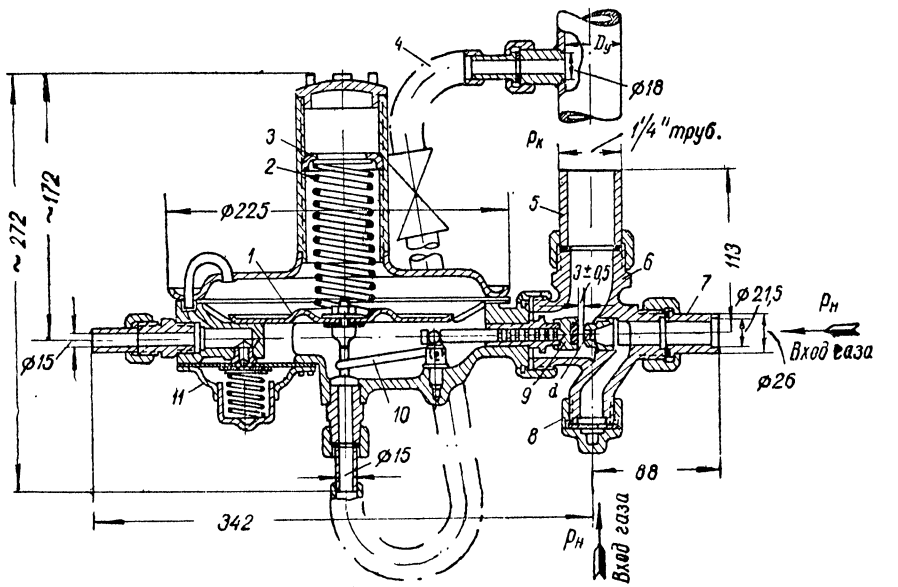


Рис. 73. Регулятор давления типа РД-32М:

1 — мембрана; *2* — пружина; *3* — гайка; *4* — импульсная трубка; *5* — ниппель с накидной гайкой; *6* — крестовина с соплом; *7* — ниппель с накидной гайкой; *8* — пробка; *9* — клапан; *10* — рычаг; *11* — предохранительный клапан.

их эксплуатационные качества. Эти усовершенствования касаются двух регуляторов давления типов РД-32 и РД-50, показанных на рис. 72, поскольку они имеют наиболее широкое применение. В каждом из этих регуляторов изъята импульсная трубка из узкой части вентильного корпуса и заменена наружным импульсным штуцером *2*, позволившим повысить пропускную способность этих регуляторов примерно в 2,5 раза. Кроме указанного, в регуляторе типа РД-32 был изъят предохранительный клапан вследствие плохой его работы. Принцип работы, характеристика и габаритные размеры усовершенствованных регуляторов остались неизменными, кроме высоты *H*, однако максимальная пропускная способность этих регуляторов в результате внесения в них кон-

структивных изменений была доведена в регуляторе типа РД-32 до 100 *нм*³/*час*, а в регуляторе типа РД-50 до 400 *нм*³/*час* (при диаметре клапана у РД-32 — 9,5 *мм*, а у РД-50 — 25 *мм*).

Институт Мосгазпроект модернизировал конструкцию регуляторов типов РД-32 и РД-50. Особенностью модернизированных регуляторов типа РД-32М, представленного на рис. 73, и типа РД-50М, представленного на рис. 74, является то, что они снаб-

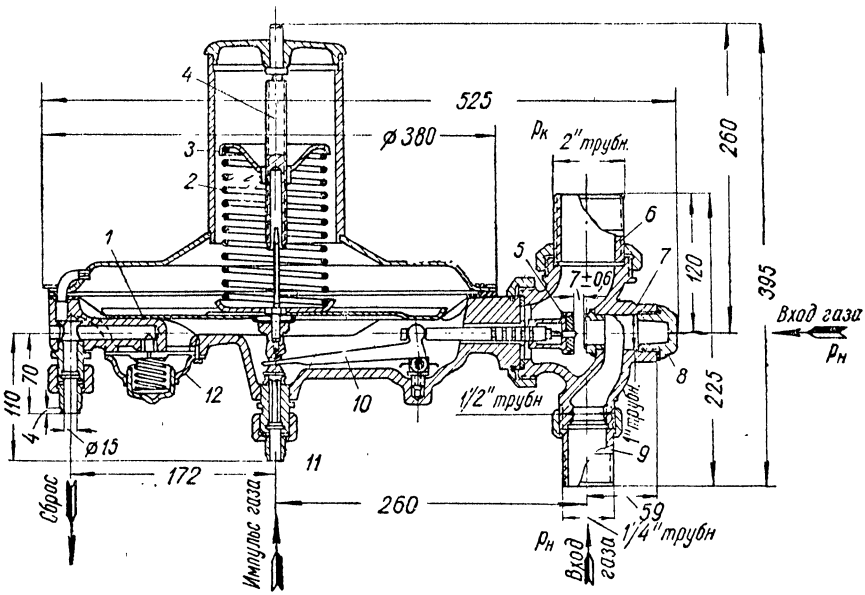


Рис. 74. Регулятор давления типа РД-50М:

1 — мембрана; *2* — пружина; *3* — гайка; *4* — шток; *5* — клапан; *6* — ниппель с накидной гайкой; *7* — крестовина с соплом; *8* — пробка; *9* — ниппель с накидной гайкой; *10* — рычаг; *11* — ниппель с гайкой; *12* — предохранительный клапан.

жены наружными импульсными штуцерами, одинаковыми по конструкции с предохранительными клапанами для сброса газа в атмосферу при чрезмерном повышении конечного давления газа после регулятора, и имеют боковой и прямой патрубки для подвода газа. Эти патрубки позволяют монтировать регуляторы как на прямом, так и на угловом участках газопровода. Входные патрубки снабжены внутренними и наружными резьбами, а выходные патрубки — накидными гайками и ниппелями. Ниже, по данным Мосгазпроекта, приводятся следующие характеристики регуляторов типа РД-32М и РД-50М.

Характеристика регулятора типа РД-32М при пропуске через него газа $\gamma = 0{,}7$ *кГ*/*нм*³ и конечном давлении 100—200 *мм вод. ст.* приведена в табл. 62.

При постоянном начальном давлении газа и изменении расхода газа в пределах от 5 до 100% от номинального расхода конечное давление газа в регуляторе типа РД-32М меняется в пределах, приведенных в табл. 63.

Таблица 62

Характеристика регулятора типа РД-32М при пропуске газа $\gamma = 0{,}7$ кГ/нм³ и конечном давлении 100—200 мм вод. ст.

Начальное давление до регулятора, кГ/см²	Диаметр седла клапана, мм	Пропускная способность регулятора, нм³/час	
		максимальная	минимальная
0,5	10,0	30	24
1,0		45	36
1,5		60	48
2,5		90	72
3,0		100	80
3,0	6,0	65	52
4,0		82	66
5,0		98	78
6,0		115	92
7,0		130	104
8,0		147	118
9,0		163	130
10,0		180	144
10,0	4,0	80	64
11,0		87	70
12,0		94	75
13,0		102	82
14,0		110	88
15,0		116	93
16,0		123	98

Примечание. Номинальная пропускная способность принята в размере 80% от полученной максимальной пропускной способности.

Таблица 63

Пределы изменения конечного давления газа в регуляторах типа РД-32М

Диаметр седла клапана, мм	Величина конечного давления, мм вод. ст.	Пределы изменения конечного давления, %
10	200	От ±7 до ±14
	100	От ±6 до ±10
4	200	От ±7 до ± 8
	100	От ±5 до ± 6
	200	От ±3 до ± 4
	100	От ±2 до ± 2,5

Таблица 64

Характеристика регулятора типа РД-50М при пропуске газа $\gamma = 0{,}7$ *кГ/нм*³ и конечном давлении 80 — 250 *мм вод. ст.*

Начальное давление газа до регулятора, *кГ/см*²	Диаметр седла клапана, *мм*	Пропускная способность регулятора, *нм*³/*час*			
		максимальная		минимальная	
		Вход газа прямо на клапан	Вход газа сбоку клапана	Вход газа прямо на клапан	Вход газа сбоку клапана
0,1	25,0	110	80	88	64
0,5		295	220	236	176
1,0		480	360	384	288
1,0	20,0	295	240	236	192
2,0		500	430	400	344
3,0		720	600	576	480
3,0	15,0	405	380	324	304
4,5		585	550	468	440
6,0		760	715	608	572
6,0	11,0	450	450	360	360
8,0		560	560	448	448
10,0		675	675	540	540
10,0	8,0	310	310	248	248
14,0		415	415	332	332
16,0		460	460	368	368

Примечание. Номинальная пропускная способность принята в размере 80% от полученной максимальной пропускной способности.

Характеристика регулятора типа РД-50М при пропуске через него газа $\gamma = 0{,}7$ *кГ/нм*³ и конечном давлении 100—200 *мм вод. ст.* приведена в табл. 64.

При постоянном начальном давлении газа и изменении расхода газа в пределах от 5 до 100% от номинального расхода конечное давление газа в регуляторе типа РД-50М меняется от ±7 до ±14% при настройке регулятора на конечное давление 200 *мм вод. ст.* и от ±6 до ±10% при настройке на 100 *мм вод. ст.*

Представленный на рис. 75 регулятор типа РСД-32 и РСД-50, обеспечивающий после себя среднее конечное давление газа, может применяться для установок и отдельных агрегатов, имеющих малые расходы газа. Разработанные институтом Ленгипроинжпроект регуляторы типов РСД-32 и РСД-50 состоят из двух основных элементов: обычных регуляторов типа РД-32 и РД-50 и командных приборов, устанавливаемых на них. Газ начального давления $p_н$ по импульсной трубке *1* подается к командному прибору *2*, в котором это давление понижается до заданного пружиной *3*

значения и поступает одновременно в надмембранную полость основного регулятора и через дроссель *4* в сбросную трубку *6*, на конце которой установлена накидная гайка *7*. Сверху на мембрану основного регулятора действует усилие от давления газа $p_{кп}$, поддерживаемого командным прибором, а снизу — усилие от конечного давления $p_к$, поступающего через импульсный штуцер *8* и усилие от пружины *9*, подтягивающей мембрану кверху.

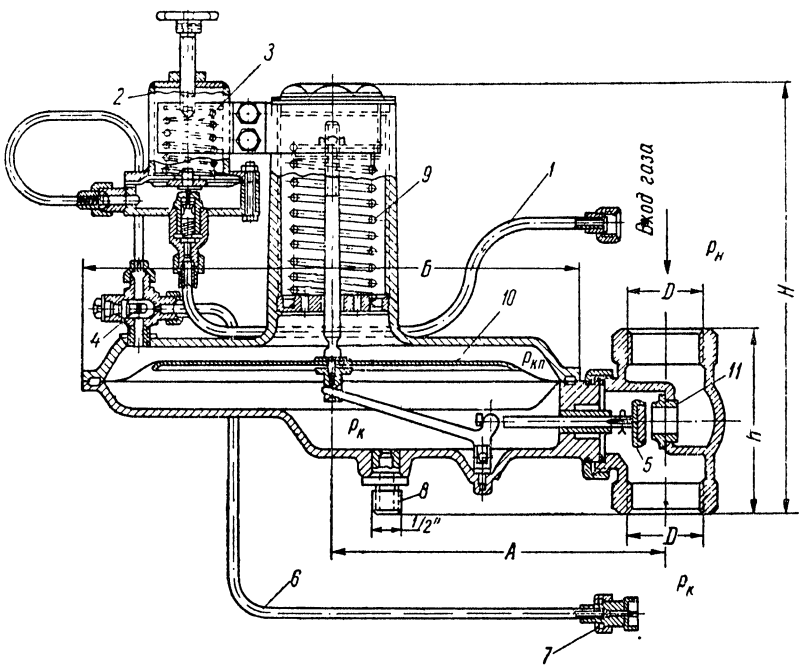


Рис. 75. Регулятор давления типа РСД-32 и РСД-50:

1 — импульсная трубка начального давления; *2* — командный прибор; *3* — пружина командного прибора; *4* — дроссель; *5* — клапан; *6* — сбросная трубка; *7* — накидная гайка; *8* — штуцер; *9* — пружина регулятора; *10* — мембрана регулятора; *11* — дроссельное отверстие.

При повышении конечного давления $p_к$ импульс возросшего конечного давления через наружный импульсный штуцер *3*, действуя на мембрану *10* снизу, перемещает ее вверх. При этом клапан *5*, связанный через рычажную систему с мембраной, переместится и прикроет дроссельное отверстие на такую величину, которая способна восстановить конечное давление до заданного командным прибором. При уменьшении конечного давления $p_к$ процесс регулирования осуществляется в обратном порядке.

Характеристика регуляторов типа РСД-32, РСД-50 приведена в табл. 65, габаритные размеры их — в табл. 66.

Таблица 65

Характеристика регуляторов давления

Тип регуляторов	Условный проход $D_у$, *мм*	Максимально допустимое давление перед регулятором, *кГ/см²*	Выходное (конечное) давление, *мм вод. ст.*		Диаметр клапана, *мм*	Пропускная способность (при $\Delta p =$ $= 1000$ *кГ/м²*, $\gamma =$ *кГ/нм³* и $p_к = 1{,}01$ *ата*), *нм³/час*
			минимальное	максимальное		
РСД-32	32	3	1000	11 000	5,0	5,0
	32	3	1000	11 000	6,5	8,5
	32	3	1000	11 000	9,5	18,0
РСД-50	50	3	1000	11 000	13,0	35,0
	50	3	1000	11 000	19,0	75,0
	50	3	1000	11 000	25,0	130,0

Таблица 66

Габаритные размеры регуляторов

Тип регуляторов	Размеры, *мм*				*D*, дюймы
	A	*Б*	*H*	*h*	
РСД-32	160	212	200	90	$1^1/_4$
РСД-50	260	390	330	140	2

Универсальный регулятор типа РДС в зависимости от типа командного прибора может обеспечивать после себя как низкое, так и среднее и высокое конечное давление газа. Регуляторы этого типа получили наиболее широкое распространение в газоснабжении промышленных и коммунально-бытовых предприятий с большими расходами газа и выпускаются двух категорий начального давления 10 и 12 *кГ/см²*. В комплект регулятора типа РДС, представленного на рис. 76, входят следующие основные узлы: основной регулятор, командный прибор РУН-1-00 (регулятор управления настройки), импульсные трубопроводы.

Особенностью этого регулятора является то, что в нем: а) поток газа направлен на тыльную часть клапана, что обеспечивает защиту его рабочей поверхности от преждевременного износа и скопления на ней механических примесей; б) при отсутствии расхода газа после регулятора начальное давление, действуя на тыльную часть клапана, создает дополнительное усилие, способствующее плотному прижатию клапана к дроссельному

отверстию; в) установка диффузора устраняет завихрения потока при выходе его из дроссельного отверстия и этим самым несколько увеличивает пропускную способность регулятора.

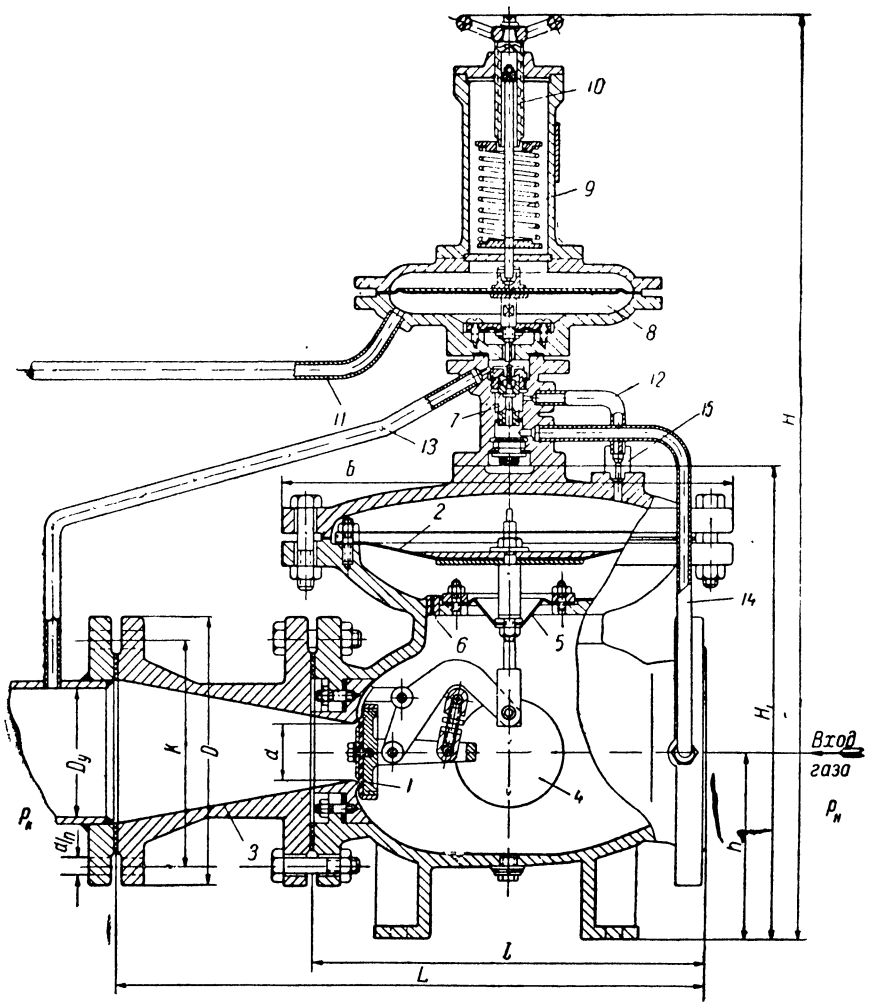


Рис. 76. Универсальный регулятор давления типа РСД с командным прибором РУН-1-00:

1 — клапан; *2* — мембрана регулятора; *3* — диффузор; *4* — крышка; *5* — разгрузочная мембрана; *6* — калиброванное отверстие; *7* — золотник командного прибора; *8* — мембрана командного прибора; *9* — пружина командного прибора; *10* — нажимной винт; *11* — импульсная трубка конечного давления; *12* — перепускная трубка; *13* — трубка сброса газа; *14* — импульсная трубка начального давления; *15* — калиброванное отверстие.

При повышении конечного давления импульс возросшего конечного давления, действуя на мембрану 8 командного прибора

снизу, переместит ее вверх. Связанный с ней золотник *7* также переместится вверх и при помощи импульсных трубок *12* и *14* соединит надмембранную полость основной мембраны *2* с начальным давлением $p_н$. При этом давление газа на основную мембрану *2* сверху возрастет, и она переместится вниз и при помощи рычажной системы переместит клапан *1* ближе к дроссельному отверстию на такую величину, которая способна восстановить конечное давление газа до заданного командным прибором. При уменьшении конечного давления $p_к$ мембрана командного прибора переместится вниз. Вместе с ней переместится вниз золотник *7* и закроет проход газа начального давления по трубке *14* и одновременно соединит при помощи трубки *12* и *13* надмембранную полость основной мембраны *2* с конечным давлением $p_к$ за регулятором. Вследствие этого давление газа в надмембранной полости основной мембраны уменьшится, и она переместится вверх. Связанный с ней клапан *1* отойдет от дроссельного отверстия на величину, способную восстановить конечное давление газа до заданного командным прибором.

Характеристика регуляторов типа РДС, независимо от типа командного прибора, приведена в табл. 67. Габаритные размеры этого регулятора с командным прибором РУН-1-00 приведены в табл. 68.

Таблица 67

Характеристика регуляторов давления

Тип регулятора давления	Диаметр клапана, *мм*	Максимально допустимое давление перед регулятором $p_н$, *кГ/см²*	Конечное давление $p_к$, *мм вод. ст.*		Пропускная способность (при $\Delta p =$ $= 1000$ *кГ/м²* $\gamma = 1$ *кГ/нм³* $p_к = 1{,}01$ *ата*), *нм³/час*
			низкое	среднее	
РДС-80	34	12	50—215	2600—11 000	360
РДС-100	42	12	50—215	2600—11 000	510
РДС-150	62	12	50—215	2600—11 000	1300
РДС-200	90	10(6)	50—215	2600—11 000	2500
РДС-300	140	10(6)	50—215	2600—11 000	6000

Представленный на рис. 77 командный прибор РУН-1-00 выпускается со сменными пружинами и мембранами. В зависимости от выбранных размеров пружин и мембран РУН-1-00 может обеспечивать изменение конечного давления от 50 до 11 000 *мм вод. ст.* Чем больше конечное давление газа за регулятором, тем меньше диаметр мембраны. Выбор размеров пружин и мембран для заданного конечного давления производится по табл. 69.

Таблица 68

Габаритные размеры регуляторов с командным прибором РУН-1-00

Тип регуляторов давления	Размеры, *мм*											Вес, *кг*
	$D_у$	L	l	D	K	H	H_1	h	$Б$	Отверстия под болты		
										n	d	
РДС-80	80	511	420	195	160	960	460	180	480	8	18	182
РДС-100	100	541	420	215	180	985	485	190	480	8	18	224
РДС-150	150	627	420	285	240	1008	508	220	480	8	23	237
РДС-200	200	842	572	340	295	1177	677	260	690	12	23	336
РДС-300	300	1303	810	445	400	1387	887	330	920	12	23	596

Таблица 69

Размер пружин и мембран РУН-1-00

Размер пружин, *мм*	Конечное давление газа после регулятора, *мм вод. ст.*							
	при активном диаметре мембраны $D_м$				при свободном состоянии пружины и рабочем диаметре мембраны $D_м$			
	240	175	130	95	240	175	130	95
4×57×180	50—215	150—400	250—750	500—1500	29	54	82	147
5×58×180	135—480	250—900	450—1650	900—3300	32	60	92	167
6×59×180	240—910	450—1700	800—3200	1550—6400	36	67	105	191
7×60×180	400—1700	750—3000	1300—5500	2600—11 000	39	74	120	220

Институт Мосгазпроект разработал регуляторы типа РДС с командными приборами конструкции инж. Казанцева КН-2-00 и КВ-2-00. Эти регуляторы применяются с командными приборами КН-2-00 для начальных давлений до 12 *кГ/см*^{2} и конечных давлений от 50 до 6000 *мм вод. ст.*, а с командными приборами КВ-2-00 — для начальных давлений до 12 *кГ/см*^{2} и конечных давлений от 0,6 до 3 *кГ/см*^{2} (с пружиной диаметром 5 *мм*) и от 1,0 до 6,0 *кГ/см*^{2} (с пружиной диаметром 6 *мм*).

Представленный на рис. 78 универсальный регулятор типа РДС с командным прибором КВ-2-00 обеспечивает плавное регулирование конечного давления за счет дополнительных элементов — дросселя *16* и дифференциального уравнительного клапана *17*,

включенных в схему регулятора. Кроме этого, регулятор снабжается газовым фильтром *20*, в котором газ, прежде чем попасть в дифференциальный уравнительный клапан *17* и дроссель *16*, дополнительно очищается от механических примесей. При увеличении конечного давления за регулятором импульс возросшего

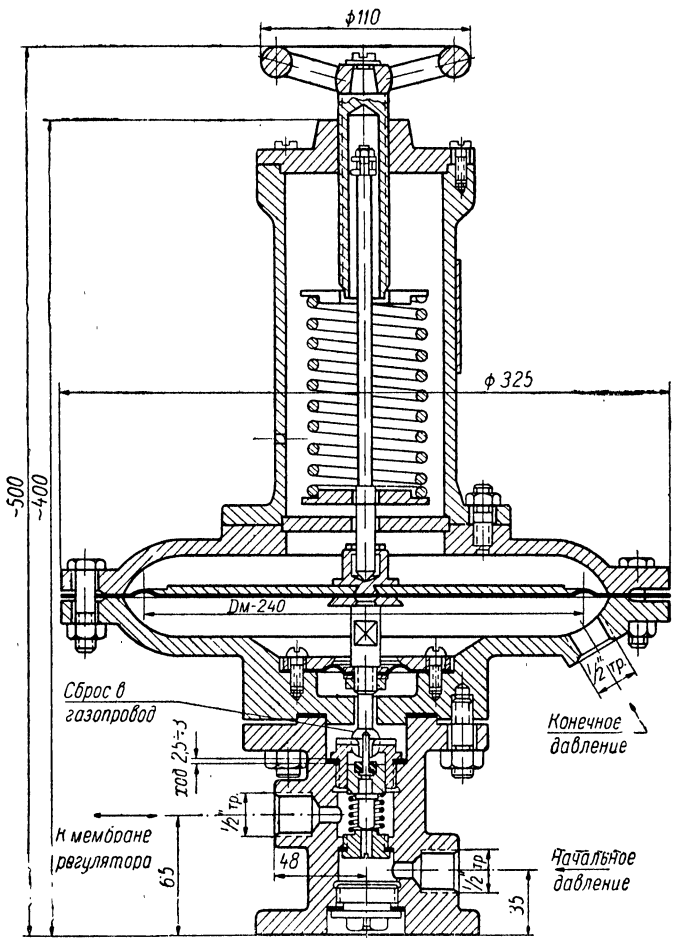
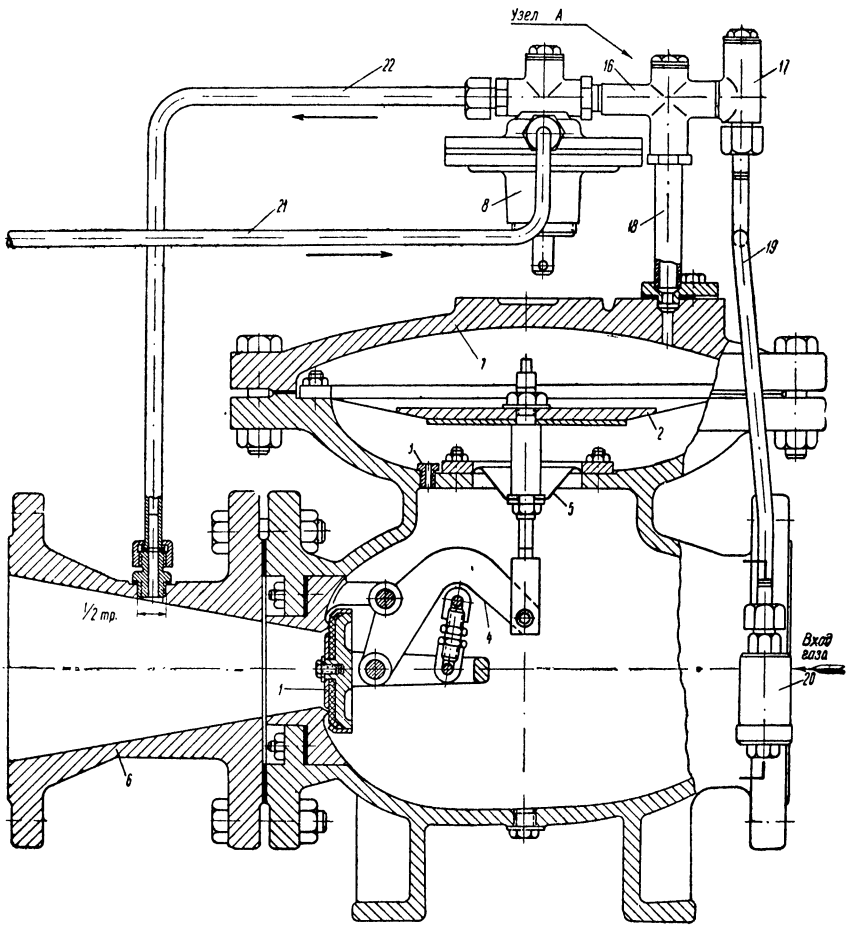


Рис. 77. Командный прибор типа РУН-1-00.

конечного давления, действуя сверху на мембрану *14*, переместит ее вниз. Вместе с ней переместится вниз толкатель *13* и уменьшит сброс газа начального давления через трубку *22* в газопровод конечного давления. При этом увеличится поток газа начального давления из трубки *19* через дроссель *16* в надмембранную полость

основного регулятора и увеличит давление газа в ней. Вследствие этого мембрана *2* основного регулятора переместится вниз, а связанный с ней клапан *1* перекроет дроссельное отверстие на величину, способную восстановить конечное давление за регулятором



до заданного командным прибором. При уменьшении конечного давления процесс регулирования осуществляется в обратном порядке.

С целью устранения качки регулирующей системы регулятор снабжен дросселем *16* и уравнительным клапаном *17*. Первый служит для снижения начального давления газа, поступающего как в надмембранную полость основного регулятора, так и в газопровод конечного давления через сбросную трубку *22*. Второй

служит для плавного перемещения клапана *1* в случае резкого увеличения перепада давления в выходном отверстии дифференциального уравнительного клапана *17*, что может быть вызвано либо резким увеличением расхода газа за регулятором, либо

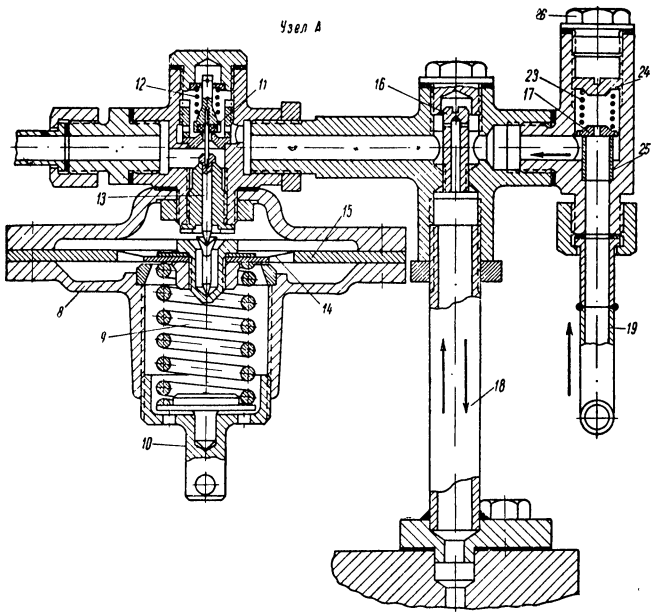


Рис. 78. Универсальный регулятор давления типа РДС с командным прибором КВ-2-00 конструкции инж. Казанцева:

1 — клапан регулятора; *2* — мембрана регулятора; *3* — калиброванное отверстие; *4* — рычажный механизм; *5* — разгрузочная мембрана; *6* — диффузор; *7* — регулятор давления; *8* — командный прибор; *9* — пружина командного прибора; *10* — нажимной винт; *11* — клапан командного прибора; *12* — пружина клапана; *13* — толкатель; *14* — мембрана командного прибора; *15* — диск; *16* — дроссель; *17* — уравнительный клапан; *18* — импульсная трубка; *19* — импульсная трубка начального давления; *20* — фильтр; *21* — импульсная трубка конечного давления; *22* — сбросная трубка; *23* — пружина клапана; *24* — гайка; *25* — седло клапана; *26* — пробка.

резким увеличением величины начального давления газа, поступающего в клапан по трубке *19*. Поэтому пружина *23* настраивается на такое усилие, которое способно обеспечить сохранение перепада давления в клапане *17* в ограниченных пределах. При резком увеличении начального давления перепад давления в клапане *17* увеличится. При этом усилие на него со стороны пружины *23* будет меньше усилия со стороны газа начального давления. Вследствие этого клапан *17* приоткроется и уменьшит перепад

и таким образом предотвратит резкое открытие клапана *1*, что не вызовет резкого увеличения конечного давления за ним. При резком увеличении расхода газа за регулятором перепад давления в клапане также увеличивается. Следовательно, процесс сглаживания конечного давления после регулятора будет производиться аналогичным порядком.

Характеристика универсального регулятора типа РДС с командным прибором КВ-2-00 приведена в табл. 67.

В настоящее время освоен выпуск универсальных регуляторов давления типа РДУК2-50; РДУК2-100 и РДУК2-200 конструкции инж. Казанцева, с командными приборами КВ-2-00 и КН-2-00 его же конструкции. По сведениям Мосгазпроекта, эти регуляторы, как показали эксплуатационные наблюдения за ними, работают надежно и устойчиво на всех режимах, укладывающихся в пределы паспортных данных. Возможность осуществления ремонта без демонтажа этих регуляторов, взаимозаменяемость их узлов и деталей, а также малый вес их дают основание предполагать, что они могут найти широкое применение в газоснабжении предприятий.

На рис. 79 представлен универсальный регулятор давления типа РДУК2, который состоит из корпуса *1*, мембранной коробки *2* и командного прибора *3*. В корпусе размещен основной клапан *4* и газовый фильтр *5* для дополнительной очистки газа, поступающего в командный прибор *3*.

В мембранной коробке расположена мембрана *6*, жестко соединенная с основным клапаном *4* при помощи штока *7*. В командном приборе *3* расположена мембрана *8*, нагруженная снизу усилием от сжатия пружины *9* и сверху воздействием на нее газа конечного давления, поступающего по трубке *10*. На центральную часть мембраны *8* сверху опирается толкатель *11*, прижимаемый к ней усилием пружины *12*. На толкателе *11* жестко закреплен клапан *13*, перепускающий газ начального давления из трубки *14* в трубку *15*. Из командного прибора газ, выходящий по трубке *15*, поступает одновременно через дроссель *16* в подмембранную полость мембранной коробки *2* и через дроссель *17* свободно выходит в газопровод конечного давления. Дроссель *16* имеет несколько больший диаметр, чем дроссель *17*. Поэтому в процессе работы регулятора давление газа в подмембранной полости всегда больше, чем в надмембранной.

Регулирование газа в этом регуляторе осуществляется следующим образом.

Газ начального давления (высокого или среднего) по трубке *14* поступает в надклапанную полость командного прибора *3*. После поджатия вручную пружины *9* клапан *13* приоткроется и обеспечит перепуск газа из трубки *14* в подмембранную полость основного клапана. В результате этого клапан *4* поднимется и

откроет проход газа через основное дроссельное отверстие. При этом основной клапан *4* поднимется на такую величину, которая обеспечит значение конечного давления газа за ним в пределах заданного командным прибором *3*, так как дальнейшему откры-

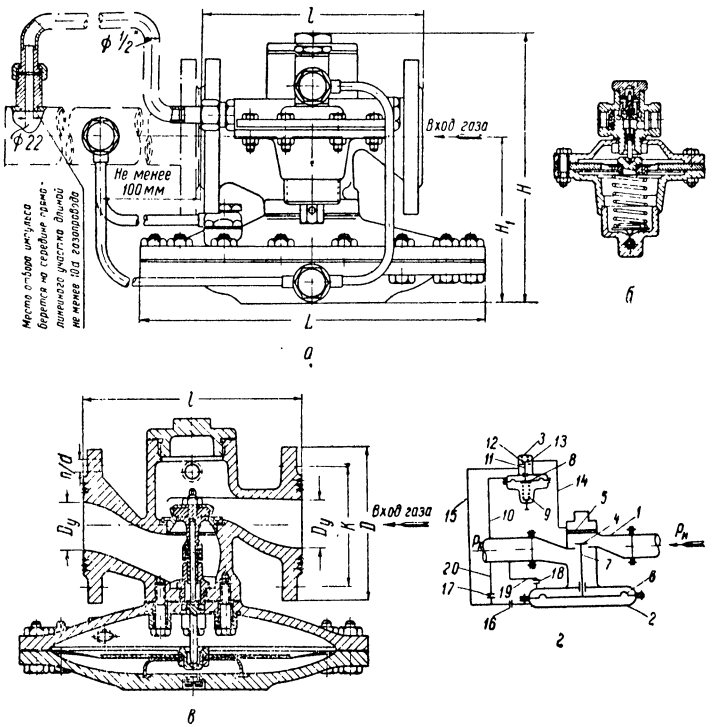


Рис. 79. Универсальный регулятор давления типа РДУК2 с командным прибором КВ-2-00: *а* — общий вид установки универсального регулятора; *б* — общий вид командного прибора; *в* — общий вид корпуса с мембранной коробкой; *г* — схема универсального регулятора;

1 — корпус регулятора; *2* — мембранная коробка; *3* — командный прибор; *4* — основной клапан; *5* — сетчатый фильтр; *6* — мембрана регулятора; *7* — шток; *8* — мембрана командного прибора; *9* — пружина командного прибора; *10* — импульсная трубка конечного давления; *11* — толкатель; *12* — пружина клапана; *13* — клапан командного прибора; *14* — трубка начального давления; *15* — сбросная трубка; *16*, *17* и *18* — дроссель; *19* — перепускная трубка; *20* — сбросная трубка.

тию основного клапана будет противодействовать усилие, оказываемое на мембрану *6* от воздействия на нее сверху конечного давления газа, поступающего по трубке *19*.

При повышении конечного давления газа за регулятором мембрана *8* командного прибора *3* опустится вниз. При этом толкатель *11* также переместится вниз и уменьшит открытие клапана *13*, что приведет к уменьшению давления газа под мембраной *6*. Вследствие этого в верхней и нижней полостях мембран-

ной коробки *2* нарушится равновесие, и основной клапан *4* переместится вниз на такую величину, которая способна восстановить значение конечного давления газа за регулятором до заданного командным прибором. При понижении конечного давления за регулятором процесс регулирования осуществляется в обратном порядке.

В табл. 70 приведена характеристика регуляторов давления типа РДУК2, а в табл. 71 — габаритные размеры их. Пневматические регуляторы непрямого действия типов РД, 04-МСТМ и 04-МСС нашли применение в газоснабжении крупных промышленных и энергетических предприятий. Основными узлами каждого из этих регуляторов давления непрямого действия являются: а) фильтр — для очистки командной среды от механических примесей; б) редуктор — для снижения давления командной среды до требуемого к командному прибору; в) командный прибор

Таблица 70

Характеристика универсальных регуляторов давления

Тип регуляторов	Диаметр клапана, *мм*	Максимально допустимое давление перед регулятором $p_н$, *кГ/см²*	Конечное давление $p_к$, *кГ/см²*			Пропускная способность (при $\Delta p = 1$ *кГ/см²*, $\gamma = 0{,}73$ *кГ/нм³*, $p_к = 1{,}01$ *ата*), *нм³/час*
			КН-2-00	КВ-2-00		
				пружина ⌀5 *мм*	пружина ⌀6 *мм*	
РДУК2-50	35	12	0,005—0,6	0,5—3	1—6	1 000
РДУК2-100	50	12	0,005—0,6	0,5—3	1—6	1 400
	70	12				2 700
РДУК2-200	105	12	0,005—0,6	0,5—3	1—6	6 000
	140	12				12 000

Таблица 71

Габаритные размеры регуляторов

Тип регуляторов	Размеры, *мм*									Вес, *кг*
	Условный диаметр $D_у$, *мм*	l	D	K	H	H_1	L	Отверстия под болты		
								n	d	
РДУК2-50	50	230	160	125	282	172	364	4	18	42
РДУК2-100	100	350	220	180	440	225	520	8	18	83
РДУК2-200	200	600	340	295	680	—	650	12	22	224

(регулятор давления) — для управления исполнительным органом; г) исполнительный орган (регулирующий клапан) — для поддержания давления газа за клапаном на уровне заданного командным прибором; д) импульсные трубопроводы — для передачи импульсов давлений. В качестве командной среды, питающей командный прибор (регулятор), может быть использован как газ, так и воздух в осушенном состоянии. Давление командной среды перед редуктором должно быть не менее 2 и не более 10 *кГ/см*^{2}.

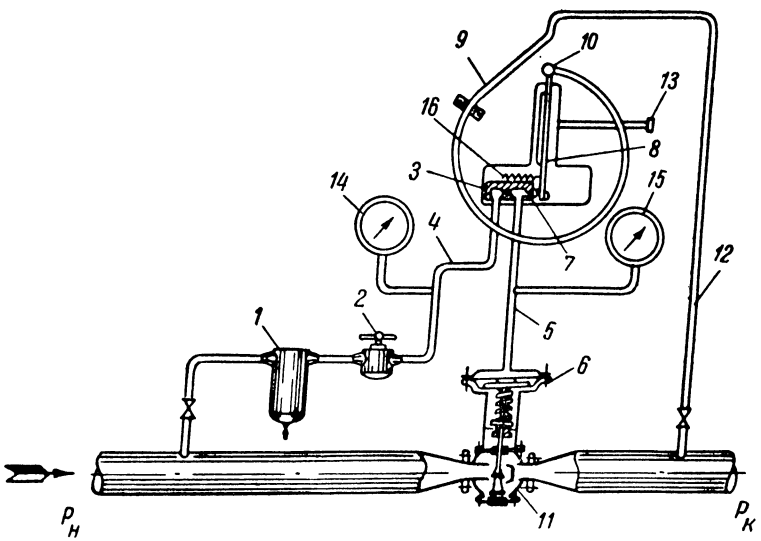


Рис. 80. Схема пневматического регулятора давления непрямого действия типа РД:

1 — фильтр; *2* — редуктор; *3* — камера; *4* — питательная трубка регулятора; *5* — импульсная трубка командной среды; *6* — надмембранная полость регулирующего клапана; *7* — сопло; *8* — заслонка; *9* — манометрическая пружина; *10* — серьга; *11* — регулирующий клапан; *12* — импульсная трубка конечного давления; *13* — винт для установки положения заслонки; *14* и *15* — манометры для контроля давления командной среды; *16* — настроечная пружина.

На рис. 80 представлена схема пневматического регулятора непрямого действия типа РД с манометрической пружиной.

Регулятор питается сжатым газом через фильтр *1* и редуктор *2*, в котором давление газа снижается до 1,3—1,5 *кГ/см*^{2}. В регуляторе размещена камера *3*, из которой газ может вытекать одновременно через импульсную трубку *5* в закрытую надмембранную полость регулирующего клапана *6* и через сопло *7*, прикрываемое заслонкой *8*, в атмосферу. Положение заслонки *8* по отношению к соплу *7* зависит от положения конца манометрической пружины *9*, к которому она шарнирно закреплена через серьгу *10*.

Давление газа, поступающего в надмембранную полость регулирующего клапана *6*, зависит от величины расхода газа через

сопло *7*. Чем больше величина расхода газа через сопло *7*, тем меньше давление газа в надмембранной полости регулирующего клапана и тем, следовательно, меньше давление газа за регулирующим клапаном.

При изменении конечного давления газа за регулирующим клапаном заслонка *8* под действием усилия манометрической пружины *9* переместится и изменит величину расхода газа через сопло, что приведет к изменению величины давления в надмембранной полости регулирующего клапана *6*, а следовательно, и к перемещению мембраны в нем. Любое перемещение мембраны влечет за собой изменение положения клапана *11* по отношению к дроссельному отверстию, т. е. к изменению конечного давления газа за регулирующим клапаном.

На рис. 81 представлена схема пневматического регулятора непрямого действия типа 04-МСТМ или 04-МСС. Регулятор питается сжатым газом через фильтр *23* и редуктор *24*, в котором давление газа снижается до 1,1 *кГ/см*^{2}.

Регуляторы типа 04-МСТМ и 04-МСС имеют одинаковые регулирующие устройства и отличаются между собой лишь по конструкции измерительного устройства *А* и *Б*. В регуляторах типа 04-МСТМ в качестве измерительного устройства используется многовитковая трубчатая пружина *А* с передаточным механизмом, действующим на трехплечный рычаг *2*, который управляет заслонкой *3*, прикрывающей сопло *4*.

В регуляторах типа 04-МСС в качестве измерительного устройства используется сильфон *6* с передаточным механизмом, действующим на тот же трехплечный рычаг *2*, который управляет заслонкой *3*, прикрывающей сопло *4*.

Регулятор имеет вторичное реле, состоящее из сильфонной коробки *1*, в которой помещены наружный *5* и внутренний *6* сильфоны. К внутренней полости сильфона *6* жестко закреплен шток, имеющий на своем конце клапан *10*, закрывающий дроссель *9* под действием пружины *28*.

Газ из редуктора *24* через дроссель *8* поступает в сильфонную коробку *1*, сжимает наружный сильфон *5* и освобождает себе путь для прохода к соплу *4* через струйную трубку *29*. От сжатия наружного сильфона *5* внутренний сильфон также сжимается и через шток отодвигает клапан *10* от дросселя *9* и дает возможность для прохода газа к регулирующему клапану *7*.

Таким образом, газ из редуктора *24* может поступать одновременно через дроссель *8* к соплу *4* и через дроссель *9* в надмембранную полость регулирующего клапана *7*.

В зависимости от степени прикрытия сопла *4* заслонкой *3* клапан *10* вторичного реле перемещается вверх или вниз, давая возможность большему или меньшему истечению газа через дроссель *9*. Это вызывает изменение давления газа в надмембран-

ной полости регулирующего клапана 7, а следовательно, и изменение конечного давления газа в газопроводе за ним. Вторичное реле, однако, не решает полностью задачи устойчивого регулиро-

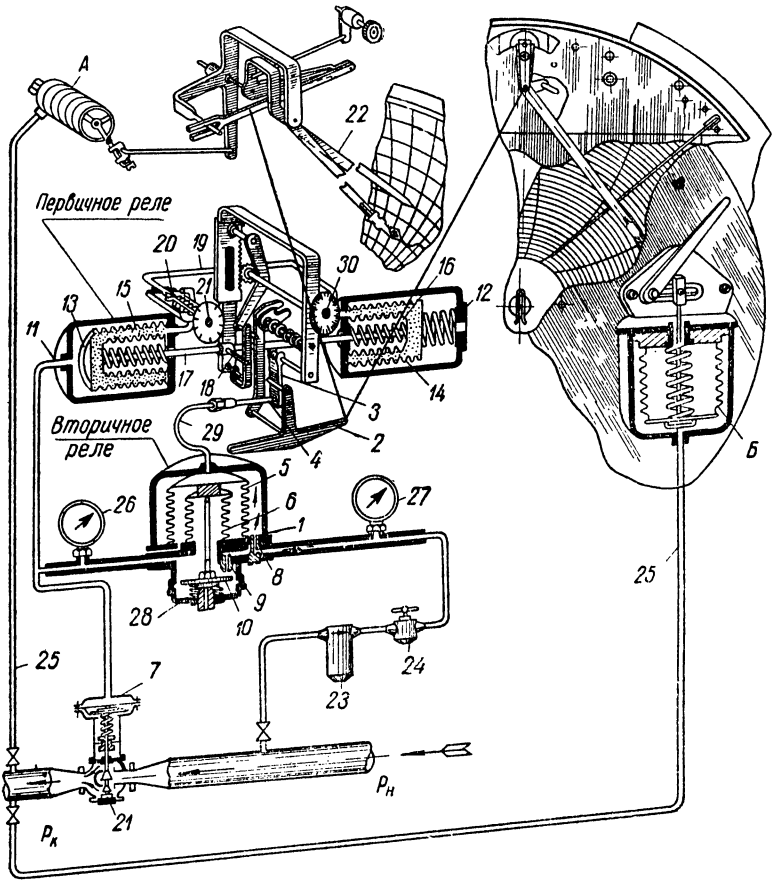


Рис. 81. Схема пневматического регулятора давления непрямого действия типа 04-МСТМ или 04-МСС:

1 — сильфонная коробка; *2* — трехплечный рычаг; *3* — заслонка; *4* — сопло; *5* — наружный сильфон; *6* — внутренний сильфон; *7* — надмембранная полость регулирующего клапана; *8* и *9* — дроссель; *10* — клапан; *11* — левая сильфонная коробка; *12* — правая сильфонная коробка; *13* и *14* — наружный сильфон; *15* и *16* — внутренний сильфон; *17* — шток; *18* — палец; *19* — переточная трубка; *20* — игольчатый клапан; *21* — винт для регулирования степени открытия игольчатого клапана; *22* — указательная стрелка; *23* — фильтр; *24* — редуктор; *25* — импульсная трубка конечного давления; *26* — манометр конечного давления; *27* — манометр начального давления; *28* — пружина; *29* — струйная трубка; *30* — винт для настройки зоны пропорциональности.

вания конечного давления газа, так как не учитывает мгновенного динамического воздействия струи газа, вытекающей из сопла *4* на заслонку *3*. Эту задачу решает первичное реле (изодром),

имеющее правую сильфонную коробку *12* и левую сильфонную коробку *11*. Каждая из этих коробок состоит из наружных *13* и *14* сильфонов и внутренних *15* и *16* сильфонов. Пространство между ними заполняется жидкостью. Внутренние полости сильфонов *15* и *16* соединены между собой штоком *17*, имеющим палец *18*. Последний через систему рычагов воздействует на заслонку *3*. Внутренние полости сильфонов, заполняемые жидкостью, сообщаются между собой переточной трубкой *19*, которая может перекрываться игольчатым клапаном *20*.

При уменьшении конечного давления газа после регулирующего клапана импульс пониженного конечного давления через измерительное устройство *А* или *Б* переместит заслонку *3* влево, ближе к соплу *4*, и уменьшит сброс газа через него. Это приведет к увеличению давления газа на наружный сильфон в сильфонной коробке вторичного реле и к перемещению вниз клапана *10*, прикрывающего дроссель *9*. В результате этого давление газа в надмембранной полости регулирующего клапана *7* возрастет. Вместе с этим возрастет и конечное давление газа за регулирующим клапаном *7*. С увеличением конечного давления увеличивается давление газа в левой сильфонной коробке *11*. При этом наружный сильфон *13* сожмется и через жидкость окажет большее давление на внутренний сильфон *15*. Последний также сожмется и переместит заслонку *3* вправо от сопла *4*, на такое же примерно расстояние, на какое она была перемещена измерительным устройством *А* или *Б*. По этой причине уменьшится величина конечного давления после регулирующего клапана. Однако перемещению заслонки *3* вправо от сопла *4* будет препятствовать обратная связь со стороны сильфонов *14* и *16*, расположенных в правой сильфонной коробке *12*.

Это противодействие вызывается тем, что жидкость, сжатая между сильфонами *13* и *15*, по переточной трубке *19* начнет перетекать в пространство между сильфонами *14* и *16* и увеличивать, таким образом, давление на внутренний сильфон *16*. Это приведет к перемещению штока *17*, который через палец *18* и систему рычагов переместит заслонку *3* влево к соплу *4*. В результате этого увеличится конечное давление газа после регулирующего клапана *7* до величины, заданной указательной стрелкой *22*, которая расположена на измерительном устройстве *А* или *Б*. Равновесие в системе восстанавливается при равенстве давлений в пространствах между сильфонами левой сильфонной коробки *11* и правой сильфонной коробки *12* и совпадении положений записывающего пера и указателя задатчика регулятора.

На рис. 82*а* представлен пневматический регулятор типа РД с манометрической пружиной. Регулятор может питаться сжатым воздухом или газом и по своей конструкции является приспособленным к монтажу на стене отапливаемого помещения

или в металлическом шкафу. Расстояние от места отбора импульса конечного давления до регулятора должно быть не более 10 *м*. Эти регуляторы применяются для высоких пределов показаний регулируемого давления от 1 до 12 *кГ/см*^{2}.

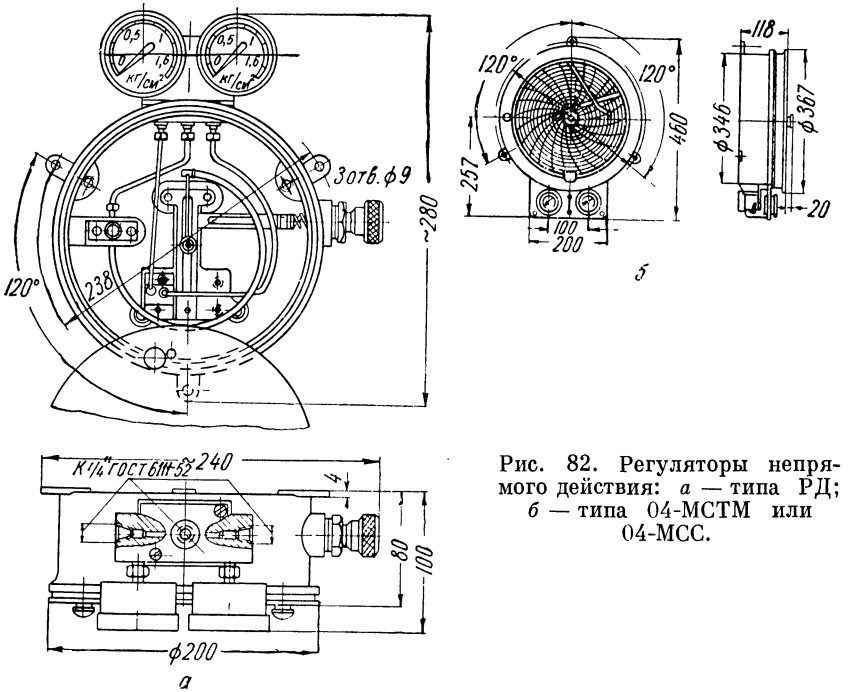


Рис. 82. Регуляторы непрямого действия: *а* — типа РД; *б* — типа 04-МСТМ или 04-МСС.

Пределы регулирования давления регуляторов типа РД приведены в табл. 72.

Таблица 72

Пределы регулирования давления регуляторов

Тип регуляторов	Пределы регулирования давления, *кГ/см*^{2}
РД-4	1,0—3,0
РД-5	1,0—4,0
РД-8	2,0—6,0
РД-16	3,0—12,0
РД-30	6,0—24,0

На рис. 82*б* представлены пневматические регуляторы типа 04-МСТМ и 04-МСС. В настоящее время регуляторы типа 04-МСТМ выпускаются двух модификаций: 04-МСТМ-410 и 04-МСТМ-610.

В первых регуляторах перемещение диаграммы для записи давления осуществляется от часового механизма с шестисуточным заводом, а во вторых — от синхронного электродвигателя мощностью 13 *ва*, питающегося от сети переменного тока напряжением 127 *в*. Оба эти регулятора применяются для высоких пределов показаний регулируемых давлений от 0 до 16 *кГ/см*^{2}.

Регуляторы типа 04-МСС выпускаются также двух модификаций: 04-МСС-410 и 04-МСС-610. В первых перемещение диаграммы осуществляется от часового механизма с шестисуточным заводом, во вторых — от синхронного электродвигателя мощностью 13 *ва*, питающегося от сети переменного тока напряжением 127 *в*. Оба эти регулятора по сравнению с регуляторами типа 04-МСТМ и 04-МСТМ-610 применяются для меньших пределов показаний регулируемых давлений от 0 до 4 *кГ/см*^{2}.

Пределы регулирования давления регуляторов типа 04-МСТМ и 04-МСС приведены в табл. 73.

Таблица 73

Пределы регулирования давления регуляторов

Тип регуляторов	Пределы регулирования давления, *кГ/см*^{2}
04-МСТМ-410 и 04-МСТМ-610	0—0,6; 0—10; 0—16
04-МСС-410 и 04-МСС-610	0—0,16; 0—0,3; 0—0,6; 0—1,0; 0—1,6; 0—2,5; 0—4,0

3. Регулирующие клапаны

В качестве исполнительных органов в пневматических регуляторах непрямого действия нашли широкое применение регулирующие клапаны типа 25ч32нж (ВО) на большие расходы газа и типа ПРК — на малые расходы газа, в которых при прекращении подачи командной среды дроссельное отверстие полностью перекрывается клапаном. Представленный на рис. 83 регулирующий клапан типа 25ч32нж (ВО) состоит из корпуса *1*, в котором помещена мембрана *2*, соединенная со штоком *3*. На конце штока установлен двухседельный профилированный клапан *4*. Мембрана *2* сверху закрывается крышкой *5*, в которой имеется отверстие для подвода командной среды в надмембранную полость регулирующего клапана. Давление командной среды на мембрану сверху уравновешивается пружиной *6*, действующей на мембрану снизу. При увеличении давления командной среды мембрана *2* переместится вниз. Вместе с ней переместится шток с клапаном и откроет

дроссельное отверстие на величину, способную восстановить конечное давление газа за клапаном до заданного регулятором давления непрямого действия. При уменьшении давления командной среды процесс регулирования осуществляется в обратном порядке.

Габаритные размеры регулирующих клапанов типа 25ч32нж (ВО) приведены в табл. 74. Удельная пропускная способность ($C_т$) регулирующих клапанов типа 25ч32нж (ВО) приведена в табл. 75.

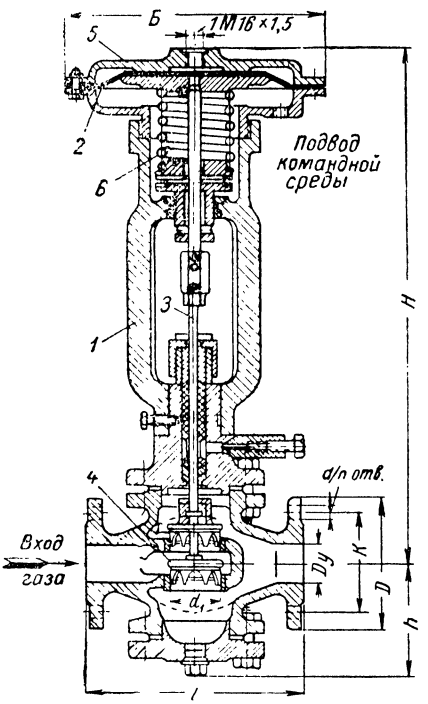


Рис. 83. Регулирующий клапан типа 25ч32нж(ВО):

1 — корпус; *2* — мембрана; *3* — шток; *4* — профилированный двухседельный клапан; *5* — крышка; *6* — пружина.

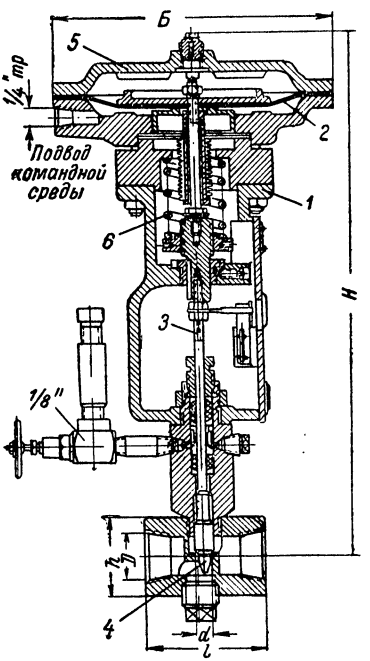


Рис. 84. Регулирующий клапан типа ПРК-1-6-ЛВО или ПРК-1-9-ЛВО:

1 — корпус; *2* — мембрана; *3* — шток; *4* — игольчатый клапан; *5* — крышка; *6* — пружина.

Представленный на рис. 84 регулирующий клапан ПРК-1-6-ЛВО и ПРК-1-9-ЛВО состоит из корпуса *1*, в котором помещена мембрана *2*, соединенная со штоком *3*. На конце штока установлен односедельный игольчатый клапан *4*. Мембрана 2 сверху закрывается крышкой *5*. Давление командной среды на мембрану снизу уравновешивается пружиной *6*, удерживающей мембрану в крайне нижнем положении. При увеличении давления

Таблица 74

Габаритные размеры регулирующих чугунных клапанов типа 25ч32нж (ВО) для $p_у = 16$ кГ/см²

Размеры, мм										Вес, кг
$p_у$	d_1	L	D	K	H	h	B	Отверстия под болты		
								n	d	
25	15	195	115	85	453	104	230	4	14	43
25	20—25	195	115	85	453	104	230	4	14	43
50	40—50	230	160	125	480	126	230	4	18	80
80	80	310	195	160	580	150	295	8	18	106
100	100	350	215	180	580	169	295	8	18	155
150	150	440	280	240	731	220	360	8	23	264
200	200	550	335	295	895	278	410	12	23	363
250	250	680	405	355	937	321	410	12	25	593
300	300	780	460	410	982	372	410	12	25	833

командной среды мембрана *2* переместится вверх. Вместе с ней переместится шток с клапаном и откроет дроссельное отверстие на величину, способную восстановить конечное давление газа за регулирующим клапаном до заданного регулятором давления непрямого действия. При уменьшении давления командной среды процесс регулирования осуществляется в обратном порядке.

Габаритные размеры регулирующих клапанов типа ПРК-1-6-ЛВО и ПРК-1-9-ЛВО приведены в табл. 76.

Удельная пропускная способность регулирующих клапанов типа ПРК приведена в табл. 77.

Расчетная пропускная способность регулирующих клапанов зависит от располагаемого перепада давления в клапане (разности давления до и после клапана), располагаемого давления перед клапаном, удельного веса газа, температуры газа и определяется по следующим формулам:

при скорости истечения газа ниже критической, когда $\frac{p_1}{p_2} < 2$,

$$V = 514C\varepsilon\sqrt{\frac{\Delta p p_1}{\gamma_0 (273+t)}}; \qquad (19)$$

при скорости истечения газа выше критической, когда $\frac{p_1}{p_2} \geqslant 2$,

$$V = 280Cp_1\sqrt{\frac{1}{\gamma_0 (273+t)}}, \qquad (20)$$

где V — расчетная пропускная способность регулирующего клапана при полном его открытии, *нм³/час*;

Таблица 75

Удельная пропускная способность (C_T) регулирующих клапанов типа 25ч32нж ВО (воздух открывает)

Диаметр условного прохода клапана D_y, *мм*	Диаметр условного прохода дроссельного отверстия, *мм*	Тип клапана	Характеристика клапана	Удельная пропускная способность C_T
25	15 20 25	Профильный сплошной	Линейная	8 11 14
	15 20 25	Тарельчатый	—	8 12 15
	15 20 25	Цилиндрический пустотелый с профильными окнами	Параболическая	3,5 6,5 10
50	32 40 50	Профильный сплошной	Линейная	30 41 50
	40 50		Логарифмическая	35 42,5
	40 50	Цилиндрический пустотелый с профильными окнами	Параболическая	26 40
	40 50	Тарельчатый	—	41 52
80	70 80	Профильный сплошной	Линейная	79 98
	70 80		Логарифмическая	67 80
	70 80	Цилиндрический пустотелый с профильными окнами	Параболическая	87 100
	70 80	Тарельчатый	—	82 103

Продолжение табл. 75

Диаметр условного прохода клапана D_y, мм	Диаметр условного прохода дроссельного отверстия, мм	Тип клапана	Характеристика клапана	Удельная пропускная способность $C_т$
100	100	Профильный сплошной	Линейная	175
	100		Логарифмическая	165
	100	Цилиндрический пустотелый с профильными окнами	Параболическая	160
	100	Тарельчатый	—	175
150	125 150	Профильный сплошной	Линейная	245 350
	125 150		Логарифмическая	190 270
	125 150	Цилиндрический пустотелый с профильными окнами	Параболическая	250 360
	150	Тарельчатый	—	350
200	200	Профильный сплошной	Линейная	650
			Логарифмическая	570
	200	Цилиндрический пустотелый с профильными окнами	Параболическая	640
	200	Тарельчатый	—	650
250	250	Профильный сплошной	Линейная	1000
			Логарифмическая	900
	250	Цилиндрический пустотелый с профильными окнами	Параболическая	1000
	250	Тарельчатый	—	1000
300	300	Профильный сплошной	Линейная	1400
			Логарифмическая	1200
	300	Цилиндрический пустотелый с профильными окнами	Параболическая	1450
	300	Тарельчатый	—	1400

Δp — располагаемый перепад давления в регулирующем клапане, равный $(p_1 - p_2)$, *кГ/см²*;

p_1 — абсолютное давление газа перед регулирующим клапаном, *кГ/см²*;

γ_0 — удельный вес газа перед клапаном, *кГ/нм³*;

C — коэффициент, характеризующий удельную пропускную способность клапана в зависимости от характеристики золотника, принимается по табл. 74 и 76 (в зависимости от типа клапана);

ε — коэффициент сжимаемости газа, который определяется:

при $$\frac{p_1 - p_2}{p_1} > 0{,}08$$

$$\varepsilon = 1 - 0{,}46\frac{p_1 - p_2}{p_1}; \qquad (21)$$

при $$\frac{p_1 - p_2}{p_1} \leqslant 0{,}08$$

$$\varepsilon = 1{,}0.$$

Таблица 76

Габаритные размеры регулирующих стальных клапанов

Тип клапана	Размеры, *мм*					
	D_y, дюймы	d_1	l	H	h	$Б$
ПРК-1-6-ЛВО	3/4	6	70	300	35	165
ПРК-1-9-ЛВО	3/4	9	70	345	35	165

Таблица 77

Удельная пропускная способность ($C_т$) регулирующих клапанов

Тип регулирующего клапана	Диаметр условного прохода клапана D_y, дюймы	Диаметр условного прохода дроссельного отверстия d_1, *мм*	Удельная пропускная способность $C_т$
ПРК-1-6-ЛВО	3/4	6,0	0,5
ПРК-1-9-ЛВО	3/4	9,0	1,0

Пример. Подобрать регулирующий клапан для пропуска газа в количестве 13 600 *нм³/час*, если удельный вес газа $\gamma_0 = 0{,}73$ *кГ/нм³*; абсолютное давление газа перед регулирующим клапаном $p_1 = 6{,}5$ *кГ/см²*; абсолютное давление газа после регулирующего клапана $p_2 = 2{,}2$ *кГ/см²*; температура газа $t = 7°$ С.

Решение. Так как $\frac{p_1}{p_2}=\frac{6,5}{2,2}=2,95>2$, то определение пропускной способности клапана производится по формуле

$$V=280Cp_1\sqrt{\frac{1}{\gamma_0(273+t)}};$$

коэффициент расхода C будет равен

$$C=\frac{13\,600}{280\cdot 6,5\sqrt{\frac{1}{0,73(273+7)}}}=107.$$

По табл. 75 ближайшим к полученному значению будет $C_т = 175$.

Принимаем к установке регулирующий клапан типа 25ч32нж (ВО) с профильным сплошным клапаном с условным проходом 100 *мм*. Процент загрузки регулирующего клапана составит

$$\frac{C}{C_т}\times 100=\frac{107}{175}=61\%.$$

Наиболее подходящим для этого случая является регулятор непрямого действия типа 04-МСС-410 с пределом регулирования давления от 0 до 2,5 *кГ/см*^{2}.

Пример. Подобрать регулирующий клапан для пропуска газа в количестве 4100 *нм*^{3}*/час*, если удельный вес газа $\gamma_0 = 0,8$ *кГ/нм*^{3}; абсолютное давление газа перед клапаном $p_1 = 5,78$ *кГ/см*^{2}, абсолютное давление газа после клапана $p_2 = 4,1$ *кГ/см*^{2}, температура газа $t = 7°$ С.

Решение. Так как $\frac{p_1}{p_2}=\frac{5,78}{4,1}=1,41<2$, то определение пропускной способности клапана производится по формуле

$$V=514\cdot C\varepsilon\sqrt{\frac{(p_1-p_2)\times p_1}{\gamma_0(273+t)}}.$$

Определяем коэффициент сжимаемости ε, при $\frac{p_1-p_2}{p_1}=\frac{5,78-4,1}{5,78}=-0,29>0,08$,

$$\varepsilon=1-0,46\frac{5,78-4,1}{5,78}=1-0,134=0,866.$$

Коэффициент расхода C будет равен

$$C=\frac{4100}{514\cdot 0,866\sqrt{\frac{(5,78-4,1)\,5,78}{0,8(273+7)}}}=83.$$

По табл. 75 ближайшим к полученному значению будет $C_т = 100$.

Принимаем к установке регулирующий клапан типа 25ч32нж (ВО) с профильным клапаном с условным проходом 80 *мм* с параболической характеристикой. Процент загрузки регулирующего клапана составит

$$\frac{C}{C_т}\times 100=\frac{83}{100}\times 100=83,0\%.$$

Наиболее подходящим в этом случае регулятором является регулятор непрямого действия типа РД-8 с пределом регулирования давления от 2,0 до 6,0 *кГ/см*^{2}.

4. Предохранительные клапаны

Согласно требованиям, предъявляемым действующими правилами безопасности Госгортехнадзора, на каждом ГРП, независимо от категории конечного давления газа в них, необходимо устанавливать два предохранительных клапана, из которых один запорного типа, другой выхлопного типа.

Запорный клапан настраивается на предельно допустимое повышение и на предельно допустимое понижение давления газа за регулятором и устанавливается до регулятора, по направлению движения газа.

Выхлопной клапан настраивается на давление несколько меньше предельно допустимого давления, на которое настраивается запорный клапан при возрастании давления. Этот клапан устанавливается после регулятора давления.

Назначение запорного клапана состоит в том, чтобы автоматически перекрыть проход газа к регулятору в случае резкого повышения или резкого понижения давления газа за регулятором выше установленных для него пределов.

Из сказанного следует, что при срабатывании этого клапана автоматически прекращается подача газа на все агрегаты, получающие газ через него.

Назначение предохранительного выхлопного клапана, устанавливаемого в ГРП, оборудованном предохранительными запорными клапанами, сводится к тому, чтобы при отсутствии потребления газа за регулятором предотвратить чрезмерное повышение давления за ним, за счет утечек газа через неплотности клапана в нем, путем сброса небольшого объема газа в атмосферу и недопустить, таким образом, срабатывания предохранительного запорного клапана.

Практикой эксплуатации ГРП на ленинградских предприятиях установлено, что при отсутствии предохранительного выхлопного клапана, запорный клапан иногда срабатывал в период обеденного перерыва в цехе, когда потребление газа агрегатами прекращалось. Это приводило к повторной настройке оборудования ГРП, связанной, как известно, с выбросом части газа в атмосферу через продувочные трубопроводы.

В ГРП для тех предприятий или цехов, в которых даже кратковременное прекращение подачи газа на агрегаты по причине резкого увеличения давления газа перед горелками является недопустимым (например, для плавильных печей черных и цветных металлов, стекловарных печей, крупных энергетических

установок типа ТЭЦ, ГЭС), предохранительные запорные клапаны могут не устанавливаться. В этих случаях рекомендуется применять только предохранительные выхлопные клапаны, устанавливаемые после регулирующего оборудования, и специальную сигнализацию о повышении или понижении давления газа после регулятора сверх установленных для него пределов.

Кроме звуковой и световой сигнализации, на газопроводе после регулятора целесообразно предусматривать установку специального прибора — электроконтактного манометра типа ЭКМ1, который при сверхаварийном повышении давления газа может автоматически включать электропривод задвижки, устанавливаемой перед ГРП, для быстрого отключения подачи газа.

Предохранительные клапаны, рекомендуемые к установке в ГРП, и области применения их приведены в табл. 78.

Наиболее широкое применение в газоснабжении предприятий нашли запорные клапаны типа ПК и ПЗК. Представленный на рис. 85 предохранительный запорный клапан типа ПК и ПЗК состоит из корпуса *1* и головки *2*. В корпусе размещен клапан *3*, соединенный со шпинделем *4*. Шпиндель вместе с клапаном в верхнем положении удерживается двумя рычагами *5* и *6*, соединенными между собой при помощи зацепа *7*. В головке *2* предохранительного клапана помещена мембрана *8*, соединенная со штоком *9*. Вилка *10* одним своим концом соединена со штоком *9*, а другим — с зацепом *11*, удерживающим молоточек *12* от падения. В подмембранную полость головки *2* через импульсное отверстие *16* подводится импульс конечного давления, который, воздействуя на мембрану *8* снизу, стремится переместить ее вместе со штоком вверх. Этому перемещению препятствует рычаг *13*, к которому подвешены грузы *14*.

При повышении конечного давления за регулятором импульс возросшего конечного давления газа, действуя на мембрану снизу, переместит ее вверх, преодолеет при этом усилие на мембрану сверху от воздействия на нее грузов *15*. При перемещении мембраны вверх зацеп *11* освободит молоточек *12*, который при своем падении ударит по рычагу *5* и разъединит зацеп *7*. При этом клапан *3* под действием собственного веса опустится и закроет проход газа к регулятору. При понижении конечного давления за регулятором усилие на мембрану сверху от грузов *15* становится больше усилия на мембрану снизу от импульса пониженного конечного давления. По этой причине мембрана *8* со штоком *9* переместится вниз, зацеп *11* освободит молоточек *12*, и клапан закроет проход газа к регулятору. Для облегчения зарядки (подъема) клапана вручную после его срабатывания в клапанах типа ПК, имеющих условные проходы 150, 200 и 300 *мм*, предусматривается обводной газопровод, при помощи которого давление газа до и после клапана перед пуском выравнивается.

Таблица 78

Предохранительные клапаны и область их применения

Тип клапана	Условный диаметр, *мм*	Область применения на газопроводе
		Запорного типа
ПЗКн-32	32	При давлении до себя не свыше 3 *кГ/см²* и отключении газа при возрастании конечного давления от 200 до 400 *мм вод. ст.* и при понижении давления от 30 до 50 *мм вод. ст.*
ПЗКн-50-III	50	При давлении до себя не свыше 3 *кГ/см²* и отключении газа при возрастании конечного давления от 200 до 400 *мм вод. ст.* и при понижении давления от 30 до 50 *мм вод. ст.*
ПЗКн-50	50	При давлении до себя не свыше 3 *кГ/см²* и отключении газа только при возрастании конечного давления от 200 до 300 *мм вод. ст.*
ПЗКс-50	50	При давлении до себя не свыше 3 *кГ/см²* и отключении газа при возрастании конечного давления от 1000 до 15 000 *мм вод. ст.* и при понижении давлений от 50 до 300 *мм вод. ст.*
ПК	80—300	При давлении до себя не свыше 6, 10 и 12 *кГ/см²* и отключении газа при возрастании конечного давления от 250 до 15 000 *мм вод. ст.* и понижении давления от 20 до 300 *мм вод. ст.*
ПКН	80—300	При давлении до себя не свыше 6 и 12 *кГ/см²* и отключении газа при возрастании конечного давления от 0,01 до 0,6 *кГ/см²* и понижении давления от 0,003 до 0,03 *кГ/см²*
ПКВ	80—300	При давлении до себя не свыше 6 и 12 *кГ/см²* и отключении газа при возрастании конечного давления от 0,3 до 6 *кГ/см²* и понижении давления от 0,03 до 0,3 *кГ/см²*.
		Выхлопного типа
ППК-2	50—80	При давлении до себя не свыше 16 *кГ/см²* и сбросе избытков газа при возрастании давления от 2,0 до 16 *кГ/см²*,
СППК-1	50—80	При давлении до себя не свыше 16 *кГ/см²* и сбросе избытков газа при возрастании давления от 0,5 до 2,8 *кГ/см²*.
ППК-50	50	При давлении до себя не свыше 6 *кГ/см²* и сбросе избытков газа при возрастании давления от 100 до 500 *мм вод. ст.*, от 2000 до 5000 *мм вод. ст.* и от 0,5 до 1,25 *кГ/см²*.
ГП-40	50	При давлении до себя не свыше 3 *кГ/см²* и сбросе избытков газа при возрастании давления от 400 до 1600 *мм вод. ст.*

Предохранительные запорные клапаны ПК-80-00, ПК-100-00, ПК-200-00 и ПК-300-00 применяются для установки в ГРП, оборудованных регуляторами типа РДС, имеющими командные приборы типа РУНІ-00, КВ-2-00 и КН-2-00, а также регуляторами типа РДУК2 с командными приборами КВ-2-00 и КН-2-00.

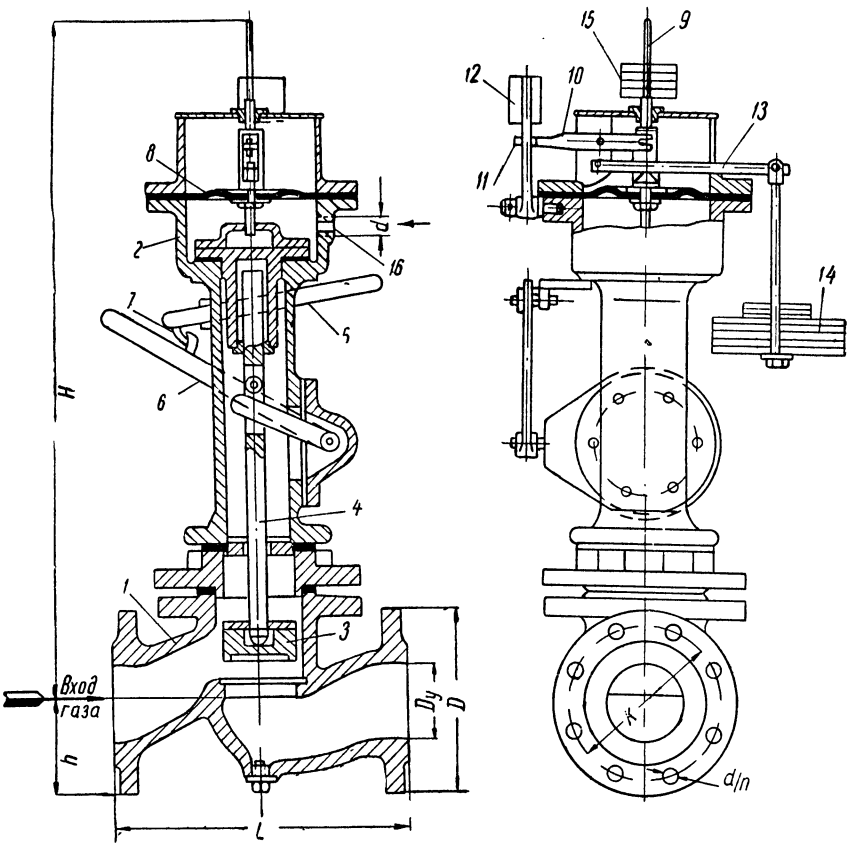


Рис. 85. Предохранительный запорный клапан типа ПК и ПЗК:

1 — корпус; *2* — головка; *3* — клапан; *4* — шпиндель; *5*, *6* — рычаги; *7* — зацеп; *8* — мембрана; *9* — шток; *10* — вилка; *11* — зацеп; *12* — молоточек; *13* — рычаг; *14* — грузы для настройки клапана на отключение при возрастании давления; *15* — грузы для настройки клапана на отключение при понижении давления; *16* — отверстие для подвода газа конечного давления.

Предохранительные запорные клапаны типа ПЗКн-32 и ПЗКн-50-III применяются для установки в ГРП, оборудованных регуляторами низкого конечного давления типов РД-32 и РД-50, а также регуляторами типов РД-32М и РД-50М. Предохранительные запорные клапаны типа ПЗКс-50 применяются для установки

в ГРП, оборудованных регуляторами типов РСД-32 (с переходами) и РСД-50.

Для запорных клапанов, обеспечивающих отключение газа при возрастании конечного давления за регулятором в пределах, не превышающих 1000 *мм вод. ст.*, нагрузка мембраны производится грузовым разновесом, как показано на рис. 85.

Для запорных клапанов, обеспечивающих отключение газа при возрастании конечного давления выше 1000 *мм вод. ст.*, нагрузка мембраны производится при помощи пружины. Характеристика предохранительных запорных клапанов типа ПК, ПЗКн-32, ПЗКн-50-III и ПЗКс-50, представленных на рис. 85, приведена в табл. 79, а габаритные размеры их — в табл. 80.

Таблица 79

Характеристика предохранительных запорных клапанов

Тип клапана	Условный проход D_y, *мм*	Допустимое рабочее давление в корпусе, *кГ/см²*	Давление газа на отключение потока, *мм вод. ст.*			
			При возрастании давления		При падении давления	
			на низком	на среднем	на низком	на среднем
ПК-80-00	80	12	250—1000	1000—15000	20—50	150—300
ПК-100-00	100	12	250—1000	1000—15000	20—50	150—300
ПК-150-00	150	12	250—1000	1000—15000	20—50	150—300
ПК-200-00	200	10(6)	250—1000	1000—15000	20—50	150—300
ПК-300-00	300	10(6)	250—1000	1000—15000	20—50	150—300
ПЗКн-32	32	3	200—400	—	30—50	—
ПЗКн-50-III	50	3	200—400	—	30—50	—
ПЗКс-50	50	3	—	1000—15000	—	50—300

Примечание. Предохранительные запорные клапаны типа ПК выпускаются на допустимое рабочее давление газа в корпусе 6, 10 и 12 *кГ/см²*.

Для шкафных установок, оборудованных регуляторами типов РД-32 и РД-50, сконструирован малогабаритный предохранительный запорный клапан типа ПЗКн-50, представленный на рис. 86.

Усилию импульса конечного давления за регулятором, действующему на мембрану *1* снизу, противодействует пружина *2*, нажатие которой при помощи гайки *3* определяет величину настройки срабатывания клапана только при возрастании давления. Клапан *4* удерживается в крайнем левом положении при помощи защелки *5*. При повышении конечного давления за регулятором импульс возросшего конечного давления, действуя на мембрану снизу, переместит ее вверх. Вместе с мембраной переместится вверх рычажное сочленение *6* и освободит защелку *5*, клапан *4*

Таблица 80

Габаритные размеры предохранительных запорных клапанов типа ПК, ПЗКн-32, ПЗКн-50-III и ПЗКс-50

Тип клапана	Размеры, *мм*									Вес, *кг*
	$D_у$	L	D	K	H	h	d_1	Отверстия под болты		
								n	d	
ПК-80-00	80	310	200	160	738	98	1М16×1,5	8	18	104
ПК-100-00	100	350	220	180	770	100	1М16×1,5	8	18	125
ПК-150-00	150	480	285	240	692	180	1М16×1,5	8	23	146
ПК-200-00	200	660	340	295	934	250	1М16×1,5	12	23	348
ПК-300-00	30	950	460	400	1210	350	1М16×1,5	12	23	778
ПЗКн-32	32	140	—	—	382	35	$^3/_8$″	—	—	12,6
ПЗКн-50-III	50	200	—	—	355	50	$^3/_8$″	—	—	14,5
ПЗКс-50	50	200	—	—	360	50	$^3/_8$″	—	—	9,7

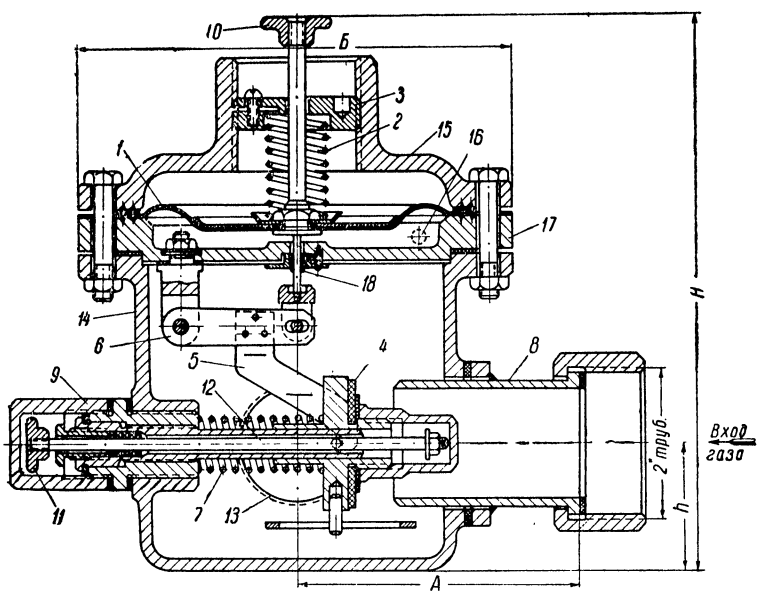


Рис. 86. Предохранительный запорный клапан типа ПЗКн-50:

1 — мембрана; *2* — пружина для настройки срабатывания клапана; *3* — гайка; *4* — запорный клапан; *5* — защелка; *6* — рычажный механизм; *7* — пружина; *8* — выходной патрубок; *9* — колпачок; *10* — рукоятка для подъема мембраны; *11* — рукоятка для установки (зарядки) клапана; *12* — шток; *13* — входной патрубок; *14* — корпус; *15* — крышка; *16* — отверстие для подачи импульса конечного давления; *17* — планшайба; *18* — текстолитовая втулка.

под действием пружины *7* переместится в крайне правое положение и полностью закроет проход газа через патрубок *8* к регулятору давления. Для зарядки клапана вручную после его срабатывания необходимо отвернуть колпачок *9*, поднять мембрану *1* за рукоятку *10* и оттянуть клапан *4* влево при помощи рукоятки *11* штока *12* на столько, пока клапан не защелкнется. Для удобства компоновки предохранительного запорного клапана ПЗКн-50 в шкафчике входной и выходной патрубки *8* и *13* клапана размещены под углом 90° друг к другу. Характеристика предохранительного запорного клапана типа ПЗКн-50 приведена в табл. 81, а основные габаритные размеры его — в табл. 82.

Таблица 81

Характеристика предохранительного запорного клапана

Тип клапана	Условный проход $D_у$, *мм*	Допустимое давление в корпусе, *кГ/см²*	Давление газа на отключение потока при возрастании давления, *мм вод. ст.*	
			минимальное	максимальное
ПЗКн-50	50	3	200	300

Таблица 82

Основные габаритные размеры предохранительного запорного клапана

Тип клапана	Диаметр патрубков, дюймы		Размеры, *мм*				Вес, *кг*
	входной	выходной	*A*	*H*	*h*	*Б*	
ПЗКн-50	$1^1/_2$	2	115	220	50	175	9,7

За последнее время институтом Мосгазпроект разработана конструкция малогабаритных предохранительных запорных клапанов типов ПКВ и ПКН, представленных на рис. 87. Клапан состоит из корпуса *1* и мембранной головки *2*. В корпусе размещен основной клапан *3*, в который встроен перепускной клапан *4* малого диаметра, необходимый для выравнивания давления до и после основного клапана перед его открытием.

В мембранной головке размещена мембрана *5*, жестко соединенная со штоком *6*. Настройка клапана на нижний предел срабатывания (при понижении конечного давления) производится при помощи грузов *7*, укладываемых на верхний конец штока *6*.

Настройка клапана на верхний предел срабатывания (при повышении конечного давления) производится при помощи регу-

лировочного стакана *8*, изменяющего величину сжатия пружины *9*. Импульс конечного давления подается под мембрану через ниппель *10*.

Основной клапан в верхнем положении удерживается штифтом *11*, сцепленным с крючком анкерного рычага *12*. Вилка *13* одним своим концом соединена со штоком *6*, а другим — с зацепом *14*, удерживающим молоточек *15* от падения.

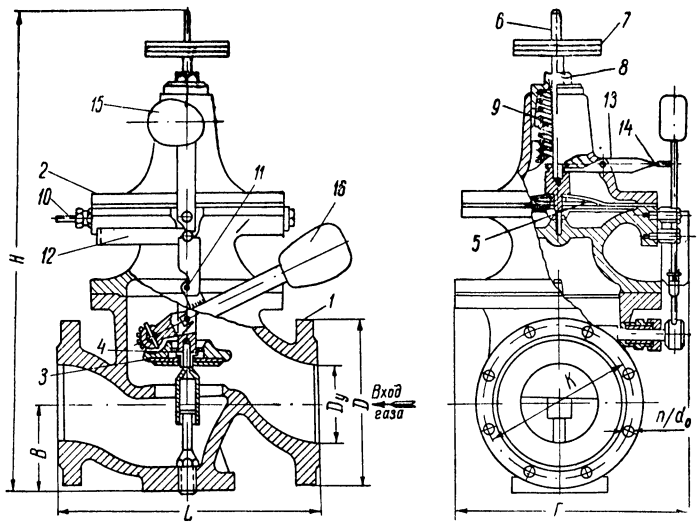


Рис. 87. Предохранительный запорный клапан типа ПКВ и ПКН:

1 — корпус; *2* — мембранная головка; *3* — основной клапан; *4* — перепускной клапан; *5* — мембрана; *6* — шток; *7* — груз; *8* — регулировочный стакан; *9* — пружина; *10* — ниппель; *11* — штифт; *12* — анкерный рычаг; *13* — вилка; *14* — зацеп; *15* — молоточек; *16* — рычаг с грузом.

При повышении конечного давления за регулятором импульс возросшего конечного давления газа, действуя на мембрану снизу, переместит ее вверх и преодолеет при этом усилие на мембрану сверху от воздействия на нее пружины *9*. При перемещении мембраны вверх зацеп *14* освободит молоточек *15*, который при своем падении ударит по рычагу *12*. При этом рычаг *16* выйдет из зацепления с анкером и упадет, в результате чего основной клапан *3* опустится на седло, а перепускной клапан *4* закроется под действием груза на рычаге *16*.

При понижении конечного давления за регулятором усилие на мембрану сверху от грузов *7* становится больше усилия на мембрану снизу от импульса пониженного конечного давления. По этой причине мембрана *5* со штоком *6* переместится вниз, зацеп *14* освободит молоточек *15* и основной клапан закроет проход газа к регулятору.

Предохранительные клапаны высокого давления типа ПКВ отличаются от предохранительных клапанов низкого давления типа ПКН наличием опорной тарелки, уменьшающей эффективную площадь мембраны, и отсутствием большой тарелки мембраны.

Предохранительные клапаны типа ПКВ и ПКН применяются для установки в ГРП, оборудованных регуляторами прямого и непрямого действия. Характеристика предохранительных запорных клапанов типа ПКВ и ПКН приведена в табл. 83, а габаритные размеры их — в табл. 84.

Таблица 83

Характеристика предохранительных клапанов

Тип клапана	Давление в корпусе, $кГ/см^2$	Диапазоны настройки клапанов, $кГ/см^2$	
		при повышении конечного давления	при понижении конечного давления
ПКВ	6 (12)	0,3—6,0	0,03—0,3
ПКН	6 (12)	0,01—0,6	0,003—0,03

Примечание. Клапаны на давление в корпусе до 12 $кГ/см^2$ выпускаются по специальному заказу.

Таблица 84

Габаритные размеры предохранительных клапанов

Тип клапана	Размеры, *мм*									Вес, *кг*
	D_y	L	H	B	$Г$	D	K	Отверстия под болты		
								n	d_0	
ПКВ-80 ПКН-80	80	310	615	110	310	195	160	8	18	—
ПКВ-100 ПКН-100	110	350	660	155	310	215	180	8	18	100
ПКВ-150 ПКН-150	150	480	700	160	320	280	240	8	23	—
ПКВ-200 ПКН-200	200	600	770	190	400	335	295	12	23	150
ПКВ-300 ПКН-300	300	850	970	270	530	460	410	12	25	—

Для ГРП предприятий и энергетических установок могут применяться выхлопные предохранительные пружинные полноподъемные клапаны типа ППК2 и выхлопные предохранительные специальные пружинные клапаны типа СППК1. Как первый, так и второй клапаны могут обеспечить сброс газа в атмосферу в случае повышения давления за регулирующим органом сверх

установленного для него предела. Для этой цели к выходному патрубку выхлопного клапана присоединяется трубопровод, отводящий сбросной газ в безопасное для окружающих зданий и сооружений место. Обычно этот трубопровод выводится на 2 *м* выше конька высокого здания, находящегося на расстоянии, не превышающем 20 *м* от места установки клапана. Клапаны монтируются только в вертикальном положении и настраиваются так, чтобы они открывались при повышении давления газа на 25% сверх рабочего.

На рис. 88 представлен предохранительный пружинный полноподъемный клапан типа ППК2, состоящий из корпуса *1*, в котором помещены шток *2*, шарнирно соединенный с золотником *3*, разделительная перегородка *4*, ограждающая пружину от воздействия повышенной температуры среды, пружина *5*, натяжение которой регулируется винтом *6*, и кулачковый механизм *7*, при помощи которого производится контрольная проверка клапана путем продувки.

Усилию от давления газа под золотник клапана противодействует давление пружины, передаваемое на золотник через опорную шайбу *8* и шток. При чрезмерном повышении конечного давления за регулятором давление газа на золотник снизу становится выше, чем давление на него со стороны пружины сверху, и золотник переместится вверх, открыв при этом отверстие для сброса избыточного газа. Эти клапаны выпускаются на пределы давлений от 2 до 19 *кГ/см*^{2}. Габаритные размеры клапанов для $p_у = 16$ *кГ/см*^{2} приведены в табл. 85.

Таблица 85

Габаритные размеры клапанов для $P_у = 16$ *кГ/см*^{2}

Тип клапана	Размеры, *мм*									Вес, *кг*
	$D_у$	d_1	L	h	D	K	H	Отверстия под болты		
								n	d	
ППК2-50-16	50/80	30	150	110	160/195	125/160	715	4/8	18/18	56
ППК2-80-16	80/100	40	160	150	195/215	160/180	760	8/8	18/18	68

Примечание. Размеры в числителе относятся к фланцу приема, в знаменателе — к фланцу сброса.

Номера пружин к клапанам типа ППК2 в зависимости от пределов давления приведены в табл. 87.

На рис. 89 представлен специальный предохранительный пружинный клапан типа СППК1, который по принципу действия

не отличается от клапана типа ППК2, но имеет некоторое конструктивное изменение золотника и уменьшенные габаритные размеры. Эти клапаны выпускаются на рабочее давление

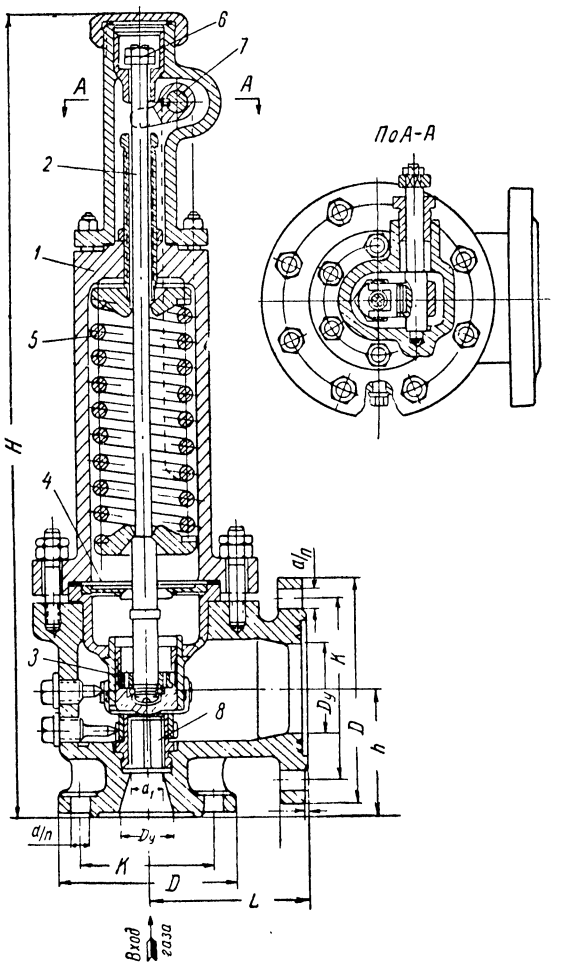


Рис. 88. Предохранительный пружинный полноподъемный клапан типа ППК2:

1 — корпус; *2* — шток; *3* — золотник; *4* — разделительная перегородка; *5* — пружина; *6* — винт; *7* — кулачковый механизм; *8* — опорная шайба.

от 0,5 до 2,8 *кГ/см*^{2} и регулируются при помощи набора пружин и регулировочного винта. Габаритные размеры клапанов типа СППК1 приведены в табл. 86, а номера пружин к ним — в табл. 87.

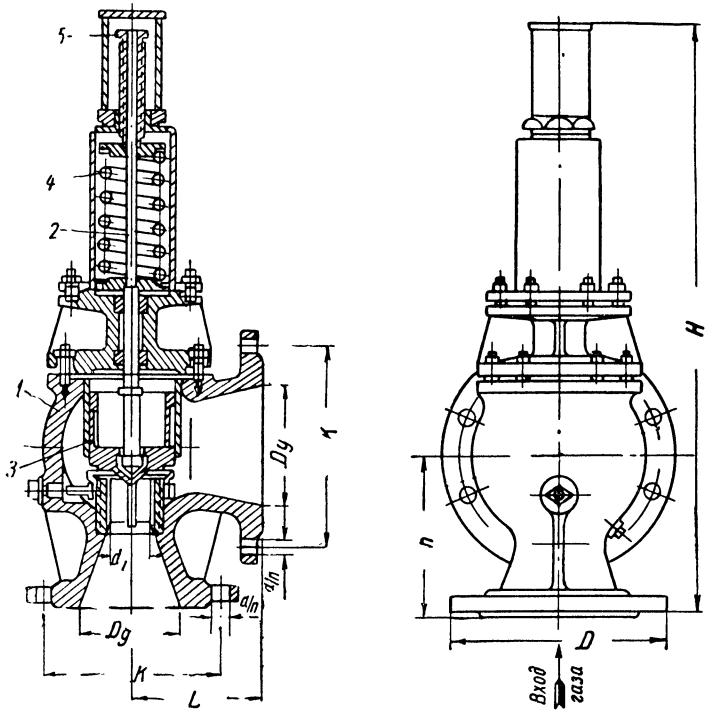


Рис. 89. Специальный предохранительный клапан типа СППК1:
1 — корпус; *2* — шток; *3* — золотник; *4* — пружина; *5* — винт.

Таблица 86

Габаритные размеры клапанов для $p_р$ от 0,5 до 2,5 *кГ/см²*

Тип клапана	Размеры, *мм*									Вес, *кг*
	$D_у$	d_1	L	h	D	K	H	Отверстия под болты		
								n	d	
СППК1-50-0,5	50/80	30	100	135	160/185	125/150	458	4/4	18/18	20
СППК1-80-05,	80/100	40	110	150	195/205	160/170	524	8/4	18/18	26

Примечание. Размеры в числителе относятся к фланцу приема, в знаменателе — к фланцу сброса.

Таблица 87

Номера пружин в зависимости от пределов давления в клапанах

Тип клапана	Пределы давлений, *кГ/см²*	Номер пружины
СППК1-50-0,5	0,5—1,6	6
СППК1-50-0,5	1,6—2,8	7
СППК1-80-0,5	0,5—1,5	8
СППК1-80-0,5	1,5—2,8	9
ППК2-50-16	2,0—4,0	14
ППК2-50-16	4,0—7,5	15
ППК2-50-16	7,5—11,5	16
ППК2-50-16	11,5—16,0	17
ППК2-80-16	1,6—2,5	14
ППК2-80-16	2,5—4,0	15
ППК2-80-16	4,0—7,0	16
ППК2-80-16	7,0—13,0	17
ППК2-80-16	13,0—16,0	18

На рис. 90 представлен предохранительный пружинный выхлопной клапан типа ППК-50 конструкции Мосгазпроекта. Клапан состоит из корпуса *1* и мембраны *2*, на которую сверху действует усилие от конечного давления газа за регулятором, а снизу — усилие от пружины *3*. Мембрана соединена с клапаном *4*, имеющим резиновую прокладку *5*.

При чрезмерном повышении конечного давления за регулятором давление газа на мембрану сверху становится больше, чем давление на нее со стороны пружины снизу, и мембрана вместе с клапаном переместится вниз и откроет отверстие для сброса избыточного газа. Клапан может изготовляться с пружиной низкого давления, обеспечивающей открытие его при давлении газа от 100 до 500 *мм вод. ст.*, или с пружиной среднего давления, обеспечивающей открытие клапана при давлении газа от 2000 до 5000 *мм вод. ст.* Поэтому клапан может устанавливаться в ГРП низкого или среднего конечного давления.

Представленный на рис. 91 гидравлический выхлопной клапан типа ГП-40 конструкции Ленгипроинжпроекта состоит из корпуса *1*, заполняемого водой, входного *2* и выходного *3* штуцеров, имеющих одинаковые условные проходы 40 *мм*, и водомерного стекла *4*.

Заполнение корпуса водой производится через штуцер *5*, а освобождение — через штуцер *6*. Водомерное стекло защищено футляром и снабжено верхним и нижним кранами *7*.

Гидравлический выхлопной клапан применяется для максимальных давлений газа перед ним от 400 до 1600 *мм вод. ст.*

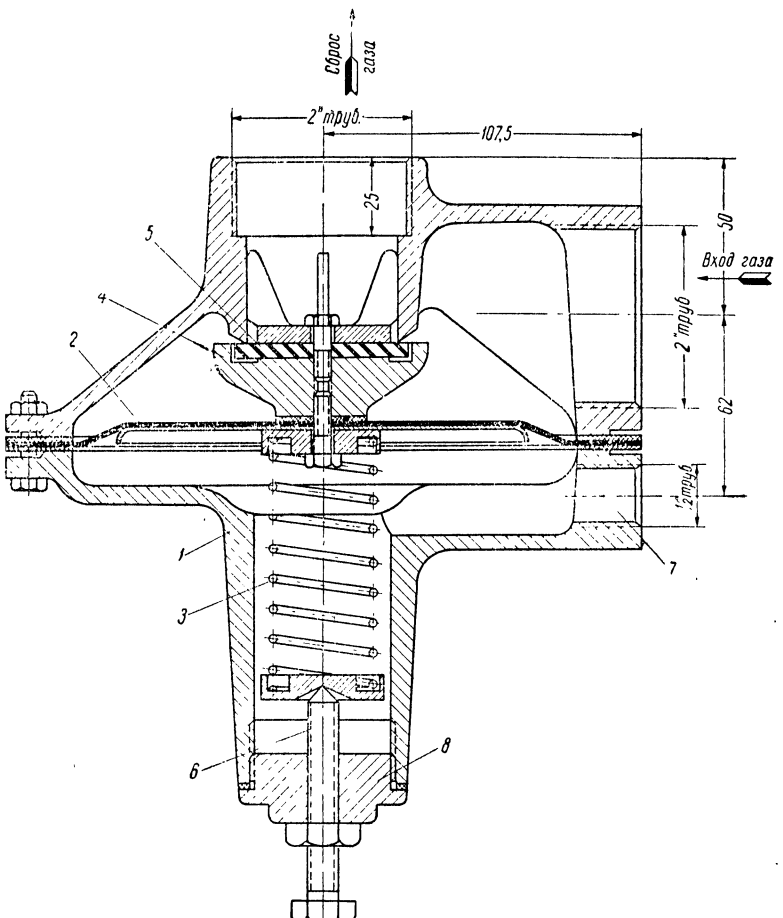


Рис. 90. Предохранительный пружинный клапан типа ППК-50:

1 — корпус; *2* — мембрана; *3* — пружина; *4* — клапан; *5* — резиновая прокладка; *6* — винт; *7* — отверстие для подключения трубопровода; *8* — пробка.

и может устанавливаться на фундаментном основании из кирпича или бетона, а также на кронштейнах, заделываемых в стену.

Размеры гидравлических выхлопных клапанов типа ГП-40 выбираются по табл. 88 в зависимости от максимального давления газа перед ними.

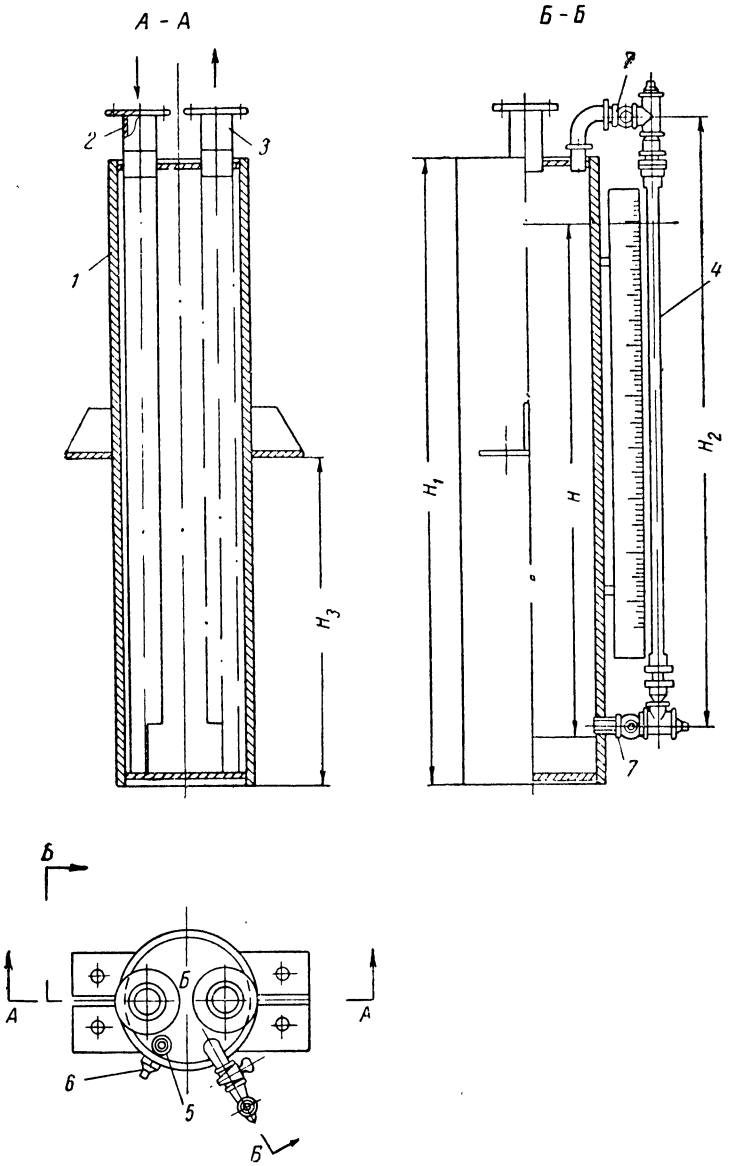


Рис. 91. Гидравлический предохранительный клапан типа ГП-40:

1 — корпус; *2* — входной штуцер; *3* — выходной штуцер; *4* — водомерное стекло; *5* — штуцер с пробкой для заполнения клапана водой; *6* — штуцер с пробкой для выпуска воды; *7* — кран.

Таблица 88

Размеры гидравлических выхлопных клапанов

Тип клапана	Максимальное давление газа перед клапаном, *мм вод. ст.*	Размеры, *мм*			
		H	H_1	H_2	H_3
ГП-40-400	400	400	630	590	300
ГП-40-800	800	800	1030	990	500
ГП-40-1200	1200	1200	1430	1390	700
ГП-40-1600	1600	1600	1830	1790	900

5. Газовые фильтры

Наиболее широкое распространение в газоснабжении предприятий получили волосяные и сетчатые фильтры. Первые изготовляются в литом исполнении, а вторые — в сварном. Во избежание разрыва кассет и сеток в фильтрах необходимо следить за тем, чтобы предельно допустимые потери давления в них не превышали: для волосяных фильтров — 1000 *мм вод. ст.*, для сетчатых — 500 *мм вод. ст.* При выборе фильтров величину расчетных потерь давления в них рекомендуется принимать не близкую к предельно допустимой, а в размере не более 50—60% от нее. Это дает возможность увеличить надежность эксплуатации фильтров и уменьшить частоту очистки их.

Фильтры, рекомендуемые к установке, и области их применения на газопроводах, приведены в табл. 89.

Таблица 89

Фильтры и области применения их на газопроводах

Тип фильтра	Диаметр D_y, *мм*	Область применения
ФГ-32-1	32	На межцеховых и цеховых газопроводах с давлением не свыше 3 *кГ/см²* и расчетной потерей давления в фильтре не более 300 *мм вод. ст.*
ФГ-40-1	40	На межцеховых и цеховых газопроводах с давлением не свыше 3 *кГ/см²* и расчетной потерей давления в фильтре не более 300 *мм вод. ст.*
ФГ-50-1	50	
Фильтры ФГ	80—300	На межцеховых и цеховых газопроводах с давлением не свыше 6, 10 и 12 *кГ/см²* и расчетной потерей давления в фильтре не более 600 *мм вод. ст.*

Для уменьшения расчетных потерь давления в фильтрах при больших расходах газа допускается параллельная установка фильтров. Потери давления в очищенных фильтрах в зависимости от количества газа с удельным весом $\gamma = 1$ *кГ/нм*^{3}, проходящего через них, принимаются по графику на рис. 92.

Масштабы значений расходов газа для фильтров $D_у = 32$, 40, 50, 80 и 100 приняты в 10 раз большими, чем для фильтров $D_у = 150$, 200 и 300. Поэтому при определении расчетных потерь

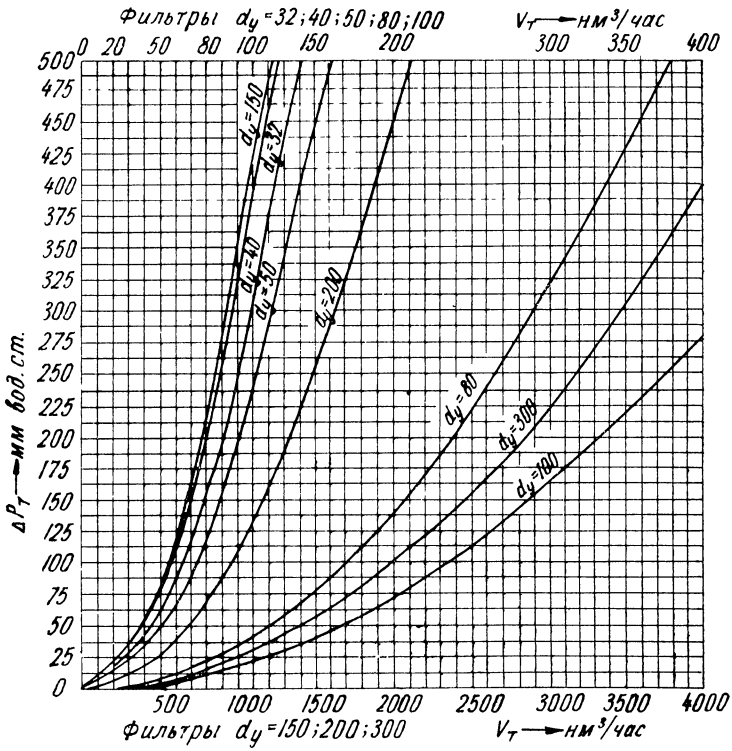


Рис. 92. График для определения потери давления в очищенных фильтрах.

давления для первой группы фильтров следует пользоваться верхней шкалой, а для второй группы — нижней шкалой.

Определение расчетных потерь давления в фильтрах для расходов газа, превышающих значения, указанные на графике, а также для газов с удельным весом, не равным 1,0 *кГ/нм*^{3}, производится по следующей формуле

$$\Delta p = \Delta p_т \left(\frac{V}{V_т}\right)^2 \frac{\gamma_0 p_0}{\gamma_0' p_1}, \qquad (22)$$

где Δp — расчетные потери давления, *мм вод. ст.*;
$\Delta p_т$ — потеря давления по графику, соответствующая расходу газа $V_т$, *мм вод. ст.*;
V — расчетный расход газа, *нм³/час*;
$V_т$ — расход газа по графику, *нм³/час*;
γ_0 — удельный вес газа, проходящего через фильтр, *кГ/нм³*;
γ_0' — удельный вес газа по графику, *кГ/нм³*;
p_0 — абсолютное давление газа после фильтра по графику (принимается $p_0 = 1$ *кГ/см²*);
p_1 — абсолютное давление газа после фильтра, *кГ/см²*.

Пример. Подобрать фильтр для пропуска газа с удельных весом $\gamma_0 = 0{,}8$ *кГ/нм³* в количестве 3500 *нм³/час*, если давление газа после фильтра $p_1 = 1{,}9$ *кГ/см²*.

Решение. Определение расчетных потерь давления в фильтре производится по формуле $\Delta p = \Delta p_т \left(\frac{V}{V_т}\right)^2 \frac{\gamma_0}{\gamma_0'} \frac{p_0}{p_1}$.

Выбираем к установке фильтр $D_у = 200$ *мм*.

По графику на рис. 92 при расходе $V_т = 1000$ *нм³/час* потери давления составляют $\Delta p_т = 112{,}5$ *мм вод. ст.*, следовательно:

$$\Delta p = 112{,}5 \left(\frac{3500}{1000}\right)^2 \frac{0{,}8}{1} \times \frac{1{,}0}{1{,}9} = 580 \text{ мм вод. ст.},$$

что допустимо.

Пример. Подобрать фильтр для пропуска газа с удельным весом $\gamma_0 = 0{,}73$ *кГ/нм³* в количестве 12 000 *нм³/час*, если давление газа после фильтра $p_1 = 2{,}5$ *кГ/см²*.

Решение. Определение расчетных потерь давления в фильтре производится по той же формуле, что и в предыдущем примере, т. е.

$$\Delta p = \Delta p_т \left(\frac{V}{V_т}\right)^2 \frac{\gamma_0}{\gamma_0'} \frac{p_0}{p_1}.$$

Выбираем к установке фильтр $D_у = 300$ *мм*. По графику рис. 92 при расходе $V_т = 3000$ *нм³/час* потери давления составляют $\Delta p_т = 225$ *мм вод.ст.*, следовательно,

$$\Delta p = 225 \left(\frac{12\,000}{3000}\right)^2 \frac{0{,}73}{1{,}0} \times \frac{1{,}0}{2{,}5} = 1052 \text{ мм вод. ст.}$$

Так как расчетные потери давления превышают допустимые, то к установке принимаем два фильтра $D_у = 300$, работающие параллельно. В этом случае расчетные потери давления будут составлять

$$\Delta p = 225 \left(\frac{6000}{3000}\right)^2 \frac{0{,}73}{1{,}0} \times \frac{1{,}0}{2{,}5} = 263 \text{ мм вод. ст.},$$

что допустимо.

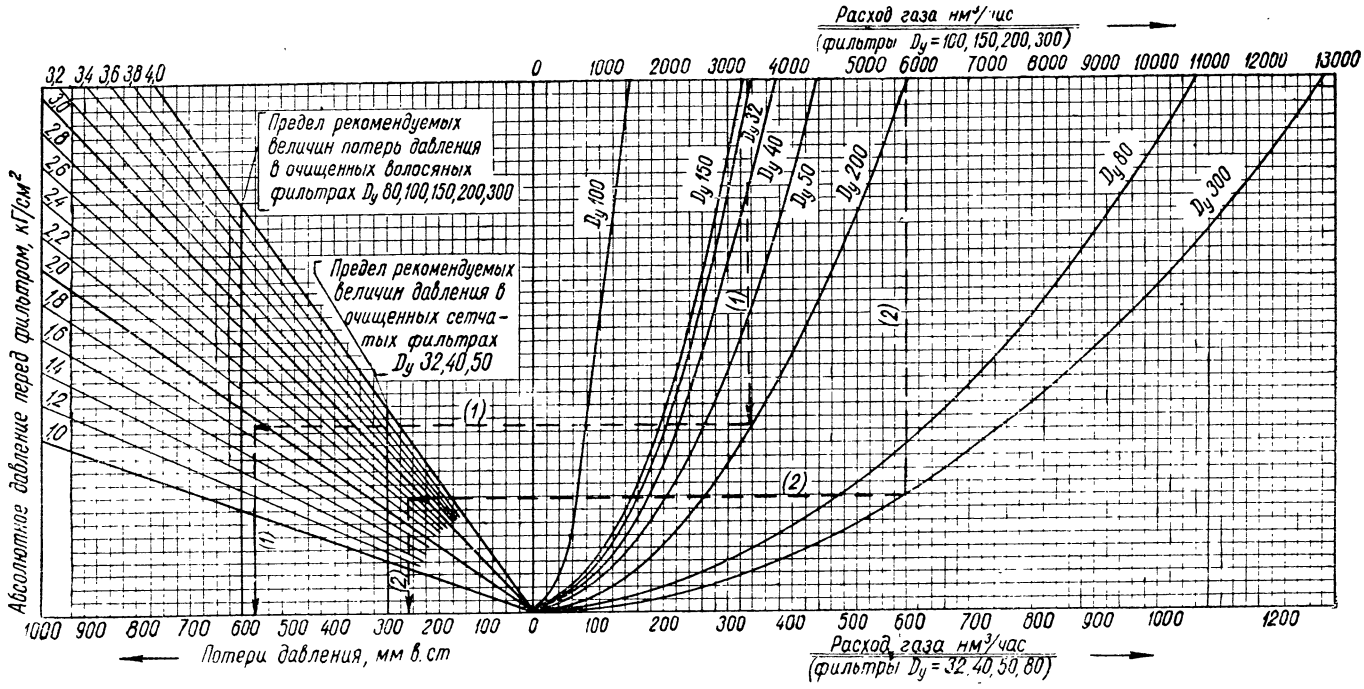


Рис. 93. Номограмма для определения расчетных потерь давления в газовых фильтрах.

Определение расчетных потерь давления в газовых фильтрах по приведенным выше формулам является сравнительно длительной работой, не исключающей возможности получения ошибочных результатов. Ленгипроинжпроектом разработан (автор В. Берхман) графический метод определения расчетных потерь давления в газовых фильтрах, позволяющий облегчить и ускорить подбор фильтров типа ФГ-32-I, ФГ-40-I, ФГ-50-I, ФГ-50, ФГ-80, ФГ-80, ФГ-100, ФГ-150, ФГ-200, ФГ-300, серийно выпускаемых отечественной промышленностью.

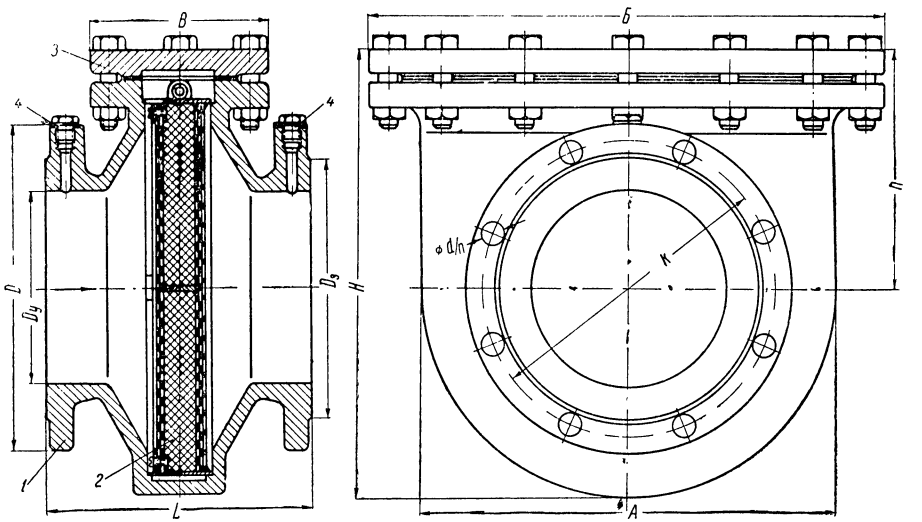


Рис. 94. Волосяной газовый фильтр:

1 — корпус; *2* — кассета; *3* — крышка; *4* — штуцер $\varnothing$ $^3/_8''$ для подключения дифманометра.

На рис. 93 представлена номограмма для определения расчетных потерь давления в газовых фильтрах. Эта номограмма позволяет сравнить расчетные потери давления в фильтрах и выбрать из них тот фильтр, расчетные потери которого при заданных условиях близки к рекомендуемым.

Пределы рекомендуемых величин расчетных потерь показаны для волосяных фильтров левой вертикальной линией, для сетчатых фильтров — правой вертикальной линией. При определении расчетных потерь давления следует пользоваться для фильтров ФГ-32-I, ФГ-40-I, ФГ-50-I, ФГ-50, ФГ-80 нижней шкалой расходов газа; для фильтров ФГ-100, ФГ-150, ФГ-200, ФГ-300 — верхней шкалой.

Номограмма составлена для газа с $\gamma_0 = 0{,}75$ *кГ/нм*^{3}, обеспечивающим для технических расчетов достаточную точность расчетных

потерь давления при использовании природного $\gamma_0 = 0{,}73$ *кГ/нм*^{3} и смешанного $\gamma_0 = 0{,}79$ *кГ/нм*^{3} газов. На этой номограмме графически решены приведенные выше два примера, из которых первый решен линиями с индексом (*1*), а второй — линиями с индексом (*2*).

Представленный на рис. 94 волосяной газовый фильтр состоит из корпуса *1*, в котором помещена кассета *2*, набитая конским волосом, и крышки *3*. В корпусах фильтров $D_y = 80$, 100, 150, 200 и 300 предусмотрены два штуцера *4* диаметром $^3/_8''$ (один до, другой — после кассеты) для возможного подключения дифманометра. В корпусе фильтра $D_y = 50$ нет штуцеров для подключения дифманометра, а присоединительные штуцеры вместо фланцев имеют внутреннюю резьбу $2''$ труб.

Основные размеры волосяных газовых фильтров приведены в табл. 90.

Таблица 90

Основные размеры волосяных газовых фильтров

Тип фильтра	Условный проход D_y, *мм*	Допустимое давление в корпусе, *кГ/см*^{2}	Размеры, *мм*										Вес, *кг*
			L	*D*	*K*	*A*	*H*	*h*	*Б*	*В*	Отверстия под болты		
											n	*d*	
ФГ-50	50	3	157	—	—	115	165	—	165	103	—	—	6
ФГ-80	80	12	280	195	160	262	299	168	352	168	8	18	59
ФГ-100	100	12	280	215	180	286	325	182	376	190	8	18	66
ФГ-150	150	12	280	280	240	320	357	197	406	190	8	23	74
ФГ-200	200	10 (6)	280	335	295	420	454	244	500	190	12	23	103
ФГ-300	300	10 (6)	320	440	400	560	595	315	670	220	12	23	148

Примечание. Фильтры $D_y = 80$, 100, 150, 200, 300 могут выпускаться на допустимое давление в корпусе 6, 10 и 12 *кГ/см*^{3}.

Представленный на рис. 95 сетчатый газовый фильтр состоит из корпуса *1*, в котором помещена под углом фильтрующая обойма *2*, состоящая из латунных сеток, и крышки *3*. В корпусах фильтров предусмотрен один штуцер *4* диаметром $^3/_8''$ после фильтрующей обоймы для отбора импульса давления. Основные размеры сетчатых газовых фильтров указаны в табл. 91.

Для больших расходов газа, транспортируемых под давлением до 16 *кГ/см*^{2}, рекомендуется устанавливать сетчатый фильтр $D_y = 200$ с заполнением кольцами Рашига. Этот фильтр, представленный на рис. 96, состоит из цилиндрического корпуса *1*, имеющего сферические днища. Внутри корпуса размещаются четыре поперечные металлические сетки *2*, закрепленные к кольцевым ребрам из уголков *3*. Эти сетки образуют три отсека, из которых

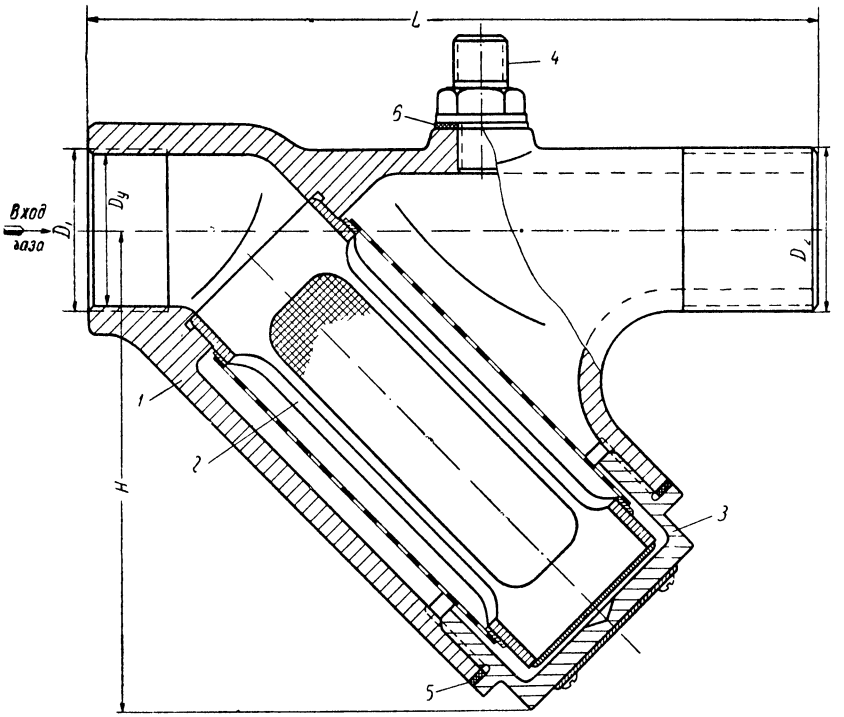


Рис. 95. Сетчатый газовый фильтр:

1 — корпус; *2* — фильтрующая обойма; *3* — крышка; *4* — штуцер ⌀ $^3/_8''$ для отбора импульса давления; *5* и *6* — прокладки.

Таблица 91

Основные размеры сетчатых газовых фильтров

Тип фильтра	Условный проход $D_у$, *мм*	Допустимое давление в корпусе, *кГ/см²*	Размеры				Вес, *кг*
			мм		дюймы		
			L	H	D_1	D_2	
ФГ-32-1	32	3	195	125	$1^1/_4$	$1^1/_4$	2,5
ФГ-40-1	40	3	200	130	$1^1/_2$	$1^1/_2$	2,7
ФГ-50-1	50	3	260	155	2	2	3,5

Примечание. В корпусе фильтра типа ФГ-50-1 оба присоединительных штуцера имеют наружную резьбу 2″ труб.

два крайние заполняются кольцами Рашига *4*, а средний — свободен. Заполнение отсеков кольцами Рашига производится через верхние штуцера *5*, а освобождение — через нижние штуцера *6*.

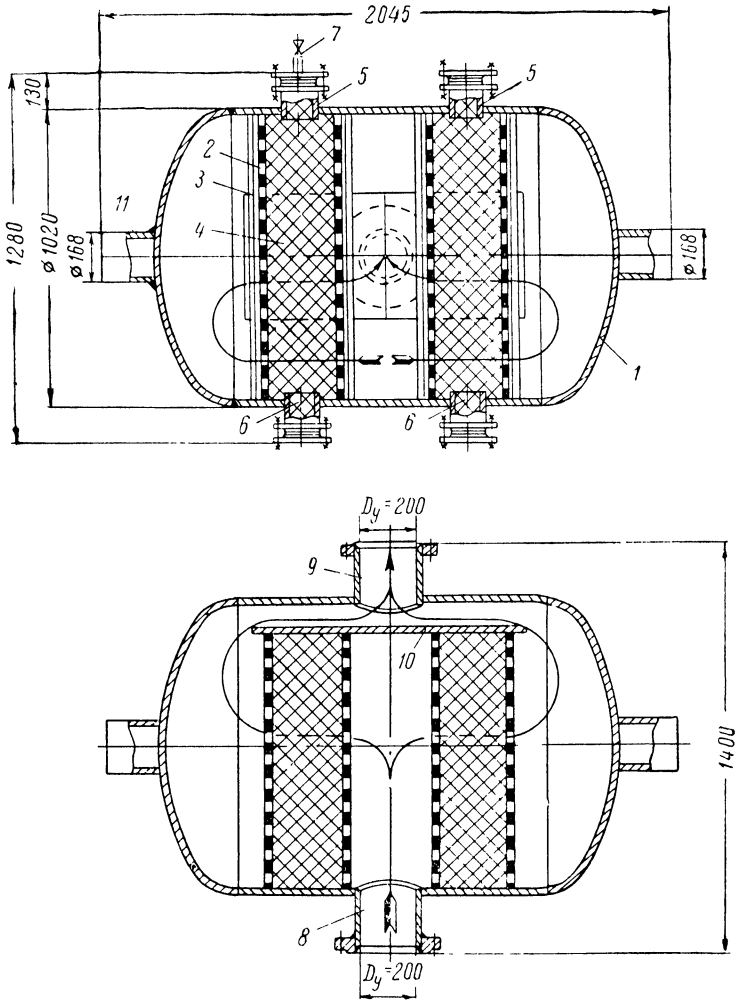


Рис. 96. Сетчатый фильтр с заполнением кольцами Рашига:

1 — корпус; *2* — металлическая сетка; *3* — уголок; *4* — кольца Рашига; *5* — штуцер верхний; *6* — штуцер нижний; *7* — кран; *8* — входной патрубок; *9* — выходной штуцер; *10* — металлическая перегородка; *11* — опора из трубы.

Для сброса давления газа в случае чистки фильтра на одном из верхних штуцеров предусмотрен патрубок с краном *7*. Вход газа осуществляется через входной штуцер *8*, а выход — через

выходной штуцер *9*. Неочищенный газ через штуцер *8* поступает в свободный отсек, из которого, проходя через правый и левый отсеки, заполненные кольцами Рашига, он очищается и направляется к выходному штуцеру *9*, расположенному за металлической перегородкой *10*.

6. Пункты замера расхода газа

В большинстве случаев пункты замера расхода газа целесообразно размещать совместно с ГРП на выходной линии, поскольку в ней газ находится в очищенном состоянии и под постоянным давлением. При размещении пунктов замера расхода газа в отдельных павильонах или пристройках к зданиям на них распространяются такие же требования, которые предъявляются к ГРП.

Для замера расхода газа могут применяться газовые ротационные счетчики или расходомеры в комплекте с нормальными диафрагмами, соплами или трубами Вентури, учитывающими расход газа по методу перепада давления газа. Наиболее широкое распространение в практике газоснабжения предприятий получили газовые ротационные счетчики и нормальные диафрагмы.

Поток газа, проходящий через счетчик, приводит в движение два ротора, которые при вращении в противоположных направлениях поочередно заполняют и опорожняют измерительные камеры, образующиеся между стенками эллиптического корпуса и самими роторами. При каждом обороте роторов отсекаются определенные объемы газа, учитываемые счетным механизмом, соединенным с одним из роторов.

Ротационные счетчики не имеют механизма для автоматического пересчета расхода газа на стандартные условия, введенные в 1945 г. по ГОСТ 2939-45 ($t = 20°$ С и $p = 760$ *мм рт. ст.*). Поэтому пересчет расхода газа с фактических условий на стандартные должен производиться по формуле

$$V_{ст} = V_{ф} \frac{293\,(p_{ф} + p_{б})}{760\,(273 + t_{ф})}, \qquad (23)$$

где $V_{ст}$ — объем газа, прошедший через счетчик при стандартных условиях, *нм*^{3};

$V_{ф}$ — объем газа, прошедший через счетчик при фактических условиях (по счетному механизму), *м*^{3};

$p_{ф}$ — фактическое давление газа на входе в счетчик (среднее за истекшее время работы), *мм рт. ст.*

$p_{б}$ — барометрическое давление атмосферы (среднее за истекшее время работы), *мм рт. ст.*;

$t_{ф}$ — фактическая температура газа на входе в счетчик (средняя за истекшее время работы), °С.

В настоящее время отечественными заводами выпускаются газовые ротационные счетчики типов: РС-40, РС-100 (рис. 97) и РС-250, РС-400, РС-600М и РС-1000 (рис. 98). По особому заказу эти счетчики могут изготовляться с направлением потока газа снизу вверх.

Характеристика ротационных счетчиков и габаритные размеры их приведены в табл. 92, а ориентировочные потери напора — в табл. 93.

Таблица 92

Характеристика ротационных счетчиков и их габаритные размеры

Наименование показателей	РС-40	РС-100	РС-250	РС-400	РС-600М	РС-1000
Расход, *м³/час*:						
номинальный	40	100	250	400	600	1000
наименьший	4	10	25	40	60	100
наибольший	48	120	300	480	720	1200
Порог чувствительности (не более), *м³/час*	1	2,5	6,25	10	15	25
Потеря напора при номинальном расходе (не более), *мм вод. ст.*	30	30	30	30	30	30
Погрешность показаний на расходах, %:						
10—20% от номинального	±3	±2	±2	±2	±2	±2
20—120% от номинального	±2	±2	±2	±2	±2	±2
Габаритные размеры, *мм*:						
A	275	435	550	592	660	770
B	180	335	345	410	485	550
C	210	335	320	360	440	500
Размеры установочные, *мм*:						
Д	—	—	275	290	320	325
Е	—	—	170	200	230	275
Диаметр отверстий крепления d_2, *мм*	—	—	18	18	18	18
Диаметр условного прохода d, *мм*	56	80	125	150	175	225
Диаметр отверстий во фланцах d_1, *мм*	14	18	18	18	18	18
Количество отверстий во фланцах n, шт.	4	4	8	8	8	8
Окружность расположения отверстий D_1, *мм*	110	160	200	225	255	305
Диаметр фланцев D_2, *мм*	140	200	235	260	290	340
Вес счетчика (без упаковки), *кг*	14,6	47	76	125	152	225

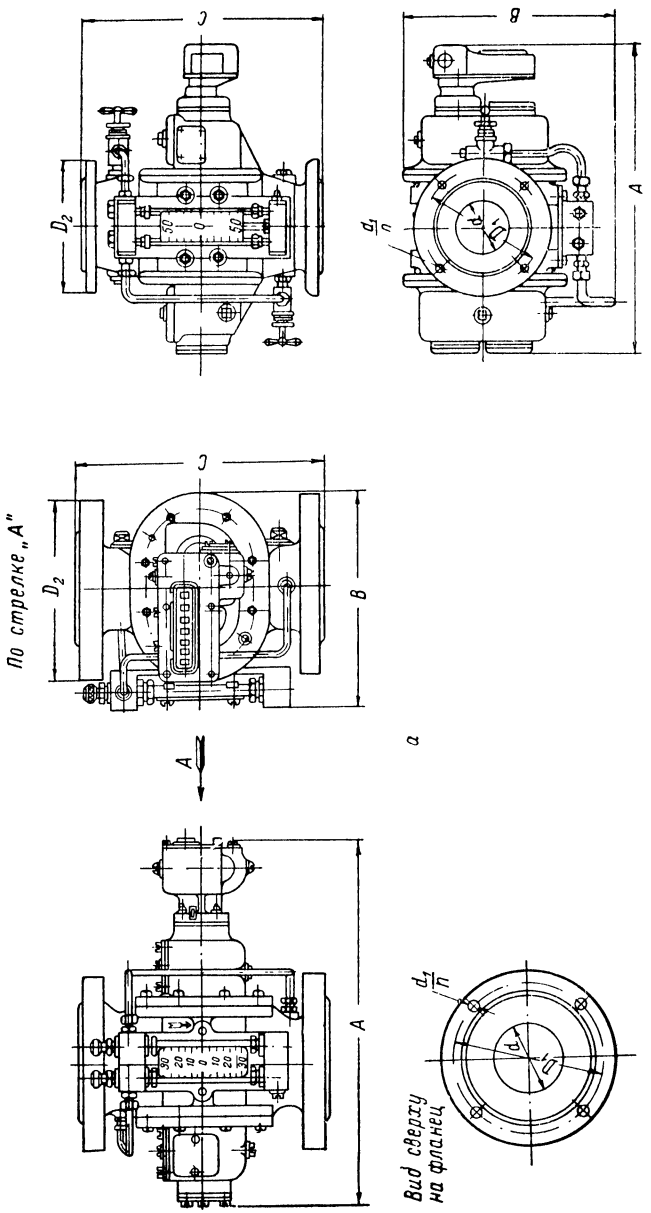


Рис. 97. Ротационные газовые счетчики: *а* — типа РС-40, *б* — типа РС-100.

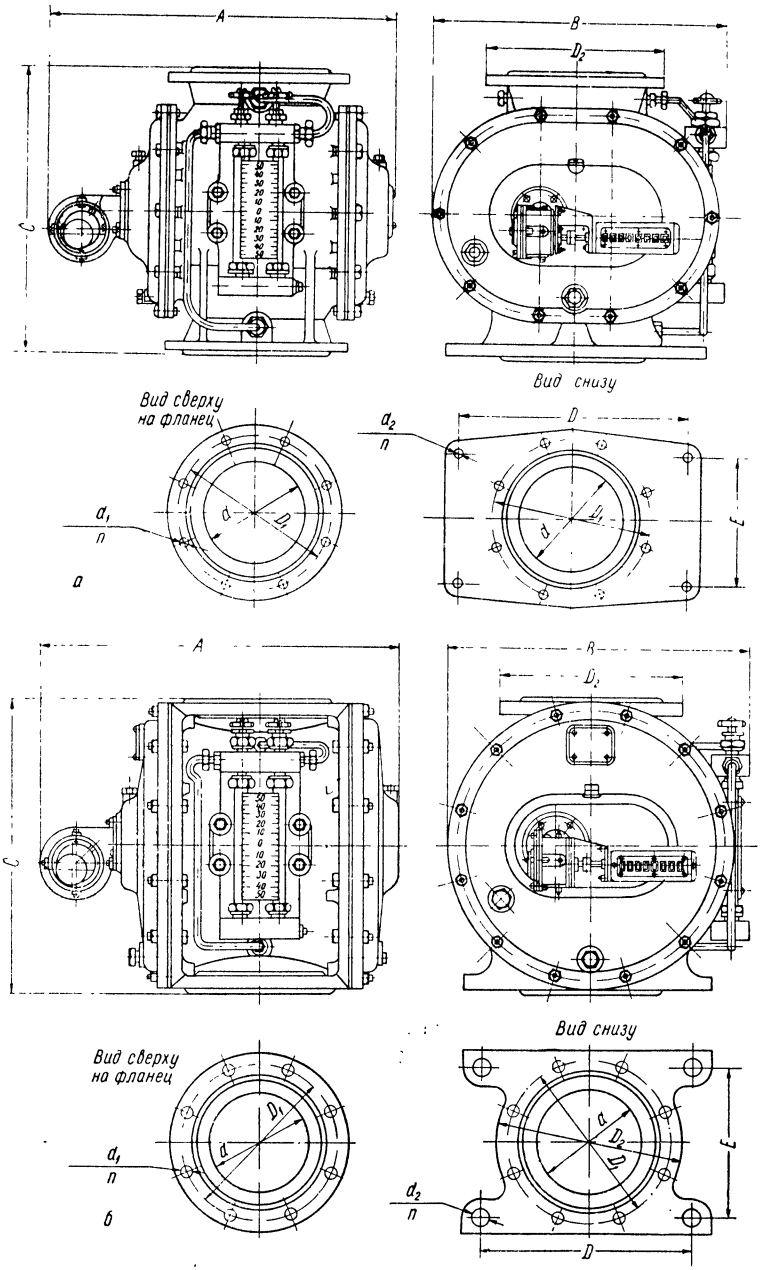


Рис. 98. Ротационные газовые счетчики: *а* — типа РС-250, *б* — типа РС-400, РС-600М и РС-1000.

Таблица 93

Ориентировочные потери напора в ротационных счетчиках в зависимости от пропуска воздуха в процентах от номинального расхода

Расход воздуха в процентах от номинального	Потери напора, *мм вод. ст.* в счетчиках					
	РС-40	РС-100	РС-250	РС-400	РС-600М	РС-1000
10	3	4	5	6	7	8
20	5	6	7	8	9	9
50	9	10	12	14	16	17
75	12	14	16	20	22	23
100	18	20	27	28	28	28
120	25	27	32	36	38	39

Потери напора измеряемого газа определяются по следующей формуле

$$p_г = p_в \frac{\gamma_г}{\gamma_в}, \qquad (24)$$

где $\gamma_г$ — удельный вес газа, *кГ/нм*^{3};

$\gamma_в$ — удельный вес воздуха, равный 1,293, *кГ/нм*^{3}.

Для предохранения вращающихся частей от чрезмерного загрязнения пылью и смолистыми веществами на входном штуцере ротационного счетчика необходимо устанавливать фильтр-ревизию специальной конструкции, позволяющей производить промывку счетчика без демонтажа его.

На рис. 99 представлен фильтр-ревизия, рекомендуемый к установке на счетчиках, размещаемых в центральных и цеховых ГРП. Эти фильтры-ревизии из-за больших потерь давления в них не рекомендуется устанавливать на газовых счетчиках тех предприятий, которые подключаются к городским газовым сетям низкого давления.

По опытным данным Ленгипроинжпроекта коэффициент местного сопротивления для фильтров-ревизий, представленных на рис. 99, может приниматься в пределах от $\xi = 3{,}0$ для счетчиков РС-600М до $\xi = 8{,}0$ для счетчиков РС-40.

Габаритные размеры фильтров-ревизий для газовых счетчиков типа РС приведены в табл. 94.

При использовании нормальных диафрагм поток газа, проходя через суженное отверстие в диафрагме, частично теряет свою потенциальную энергию за счет возрастания скорости в ней. Это приводит к уменьшению давления газа в суженном отверстии диафрагмы. Образующийся таким образом перепад давления до и после диафрагмы замеряется регистрирующим дифманометром-

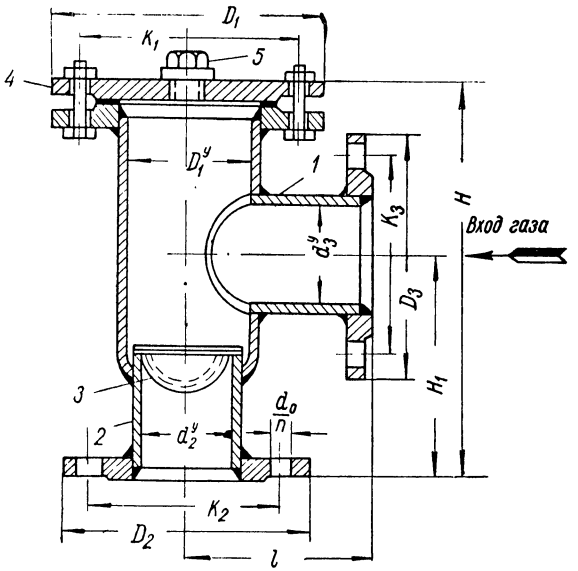


Рис. 99. Фильтр-ревизия:

1 — входной патрубок; *2* — выходной патрубок; *3* — сетчатый фильтр; *4* — крышка; *5* — пробка.

Таблица 94

Габаритные размеры фильтров-ревизий к газовым счетчикам

Тип счетчика	Размеры, *мм*														Вес, *кг*
	D_1	K_1	D_1^y	d_2^y	K_2	D_2	d_3^y	з	D_3	H	H_1	l	Отверстия под болты		
													n	d_0	
РС-40	185	150	80	50	110	140	50	110	140	236	120	140	4	14	10,4
РС-100	205	170	100	80	150	185	80	150	185	320	170	150	4	18	17,1
РС-250	260	225	150	125	200	235	125	200	235	360	200	200	8	18	27,3
РС-400	315	280	200	150	225	260	150	225	260	420	220	250	8	18	40,0
РС-600М	370	335	250	200	255	315	150	225	260	450	250	250	8	18	53,1
РС-1000	435	395	300	240	305	340	200	280	315	510	280	275	8	18	58,2

расходомером и служит основным показателем при подсчете расхода газа. При этом следует указать на то, что за счет частичного восстановления давления газа после диафрагмы фактические потери давления в диафрагме Δp_0 (безвозвратные потери) получаются несколько меньшими по сравнению с перепадом давления по дифманометру. Последнее обстоятельство является весьма

существенным при определении общих расчетных потерь давления в газопроводе и поэтому с ним следует считаться.

Расчет измерительных диафрагм производится заводами-изготовителями по вопросному листу, заполняемому проектной организацией или заказчиком.

Нормальную измерительную диафрагму можно устанавливать только на прямом участке газопровода (независимо от положения его в пространстве) диаметром не менее 50 *мм* и при соотношении площадей отверстия диафрагмы и газопровода, не превышающем верхнего предела 0,7 и нижнего предела 0,05.

$$0{,}05 \leqslant m = \left(\frac{d_0}{D_г}\right)^2 \leqslant 0{,}7, \tag{25}$$

где m — соотношение площадей отверстия диафрагмы и газопровода;

d_0 — диаметр суженного отверстия в диафрагме, *см*;

$D_г$ — внутренний диаметр газопровода, *см*.

Для конструктивного решения узла установки диафрагмы и подсчета общих гидравлических потерь давления газа в газопроводе необходимо знать соответственно наименьшие величины прямых участков газопровода до и после диафрагмы и величину безвозвратных потерь давления в диафрагме. Эти величины находятся в зависимости от соотношения площадей m. Так, при уменьшении величины m (при заданном расходе газа) увеличиваются безвозвратные потери давления в диафрагме, уменьшаются длины прямых участков до и после диафрагмы и повышается точность измерения перепада давления в диафрагме. Поэтому в тех случаях, когда безвозвратная потеря давления в диафрагме по своей величине не имеет существенного значения в общих расчетных потерях давления в газопроводе, значение m следует выбирать меньшим. Из опыта проектирования и эксплуатации установлено, что наиболее приемлемым наименьшим значением m может считаться 0,2, так как при дальнейшем уменьшении m точность измерений повышается незначительно, а безвозвратные потери давления в диафрагме резко возрастают.

Для облегчения способа определения значения m по графику на рис. 100*а* необходимо подсчитать предварительно вспомогательную величину по следующей формуле

$$V' = \frac{V_{шк.\ макс}}{0{,}2108\, D_г^2} \sqrt{\frac{\gamma_0 TK}{P}}, \tag{26}$$

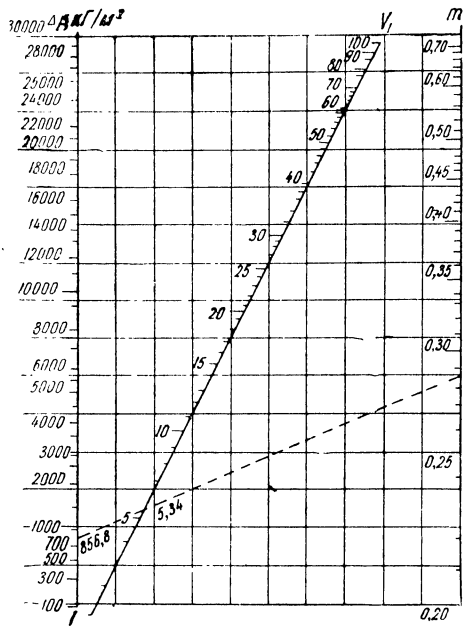
где V' — вспомогательная величина;

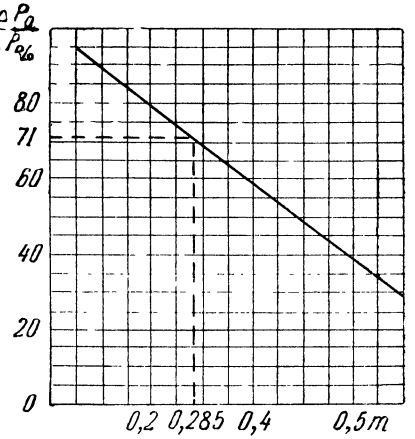
$V_{шк.\ макс}$ — верхний предел показаний шкалы (диаграммы) дифманометра, *нм³/час*;

$D_г$ — внутренний диаметр газопровода, *мм*;

γ_0 — удельный вес газа при стандартных условиях, *кГ/нм*^{3},
T — абсолютная температура газа в газопроводе до диафрагмы, °К;
K — коэффициент сжимаемости газа (для низкого, среднего и высокого давления $K = 1$);
p — абсолютное давление газа перед диафрагмой, *кГ/см*^{2}.

По подсчитанному значению вспомогательной величины V' и выбранному перепаду давления в дифманометре Δp по графику на рис. 100*а* находится значение m.





б

Рис. 100. Графики: *а* — определения значения $m = \left(\frac{d_0}{D_г}\right)^2$; *б* — определения значения безвозвратных потерь в диафрагме Δp_0.

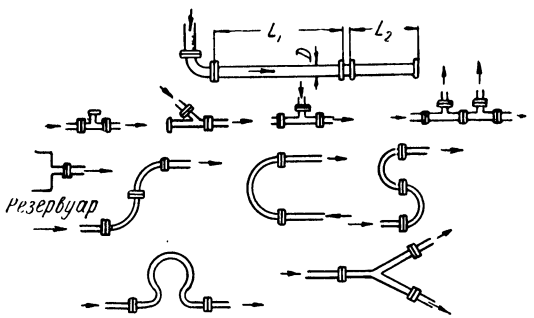
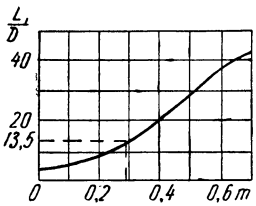
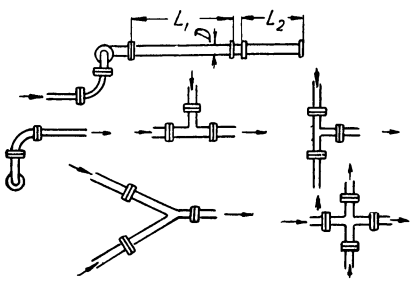
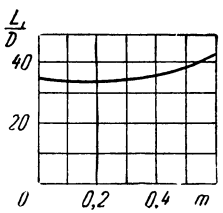
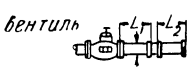
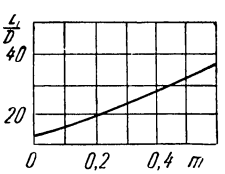
По найденному значению m определяется: а) безвозвратная потеря давления газа в диафрагме Δp_0, выраженная в процентах от перепада давления в дифманометре, по графику на рис. 100*б*; б) наименьшая длина прямого участка газопровода до диафрагмы L_1, выраженная через внутренний диаметр газопровода $D_г$, в зависимости от типа местных сопротивлений, имеющихся до диафрагмы по графикам, приведенным в табл. 95.

Длина прямого участка газопровода после диафрагмы L_2, выраженная через внутренний диаметр газопровода $D_г$, принимается не менее $L_2 = 5\,D_г$.

Пример. Определить наименьшие длины прямых участков газопровода до и после диафрагмы L_1 и L_2 и безвозвратную потерю давления в диафрагме

Таблица 95

Наименьшие значения длин прямых участков газопровода до диафрагмы в зависимости от типа местных сопротивлений, имеющихся до нее

Типы местных сопротивлений на газопроводе до диафрагмы	График для определения наименьших прямых участков газопровода
	
	
	

Δp_0, если по газопроводу протекает $V = 2300$ *нм*^{3}/*час* газа с удельным весом $\gamma_0 = 0{,}8$ *кГ*/*нм*^{3} и температурой $t = 20°$ С. Давление газа перед диафрагмой $p = 2{,}25$ *кГ*/*см*^{2}, внутренний диаметр газопровода 150 *мм*. Перед диафрагмой находится один гладкий отвод 90°.

Решение. К установке принимается поплавковый дифманометр типа ДП-410 со шкалой $V_{\text{шк. макс}} = 2500$ *нм*^{3}/*час* и перепадом давления $\Delta p = 63$ *мм рт. ст.* $= 856{,}8$ *мм вод. ст.*

Вспомогательная величина V' определяется по формуле

$$V' = \frac{V_{\text{шк. макс}}}{0{,}2108\, D_{\text{г}}^2} \sqrt{\frac{\gamma_0 TK}{p}} = \frac{2500}{0{,}2108 \cdot 150^2} \times$$

$$\times \sqrt{\frac{0{,}8\,(273 + 20) \times 1}{2{,}25}} = 5{,}37 \ \text{нм}^3/\text{час}.$$

Дальнейший ход решения показан пунктирной линией на графиках.

По найденному значению V' по графику на рис. 100*а* определяется величина m, равная 0,285.

По графику в табл. 95 по значению m и типу местного сопротивления находится наименьшая длина прямого участка газопровода до диафрагмы $L_1 = 13{,}5\, D_{\text{г}} = 13{,}5 \times 150 = 2020$ *мм*.

По графику на рис. 100*б* по значению m определяется безвозвратная потеря давления в диафрагме $\frac{\Delta p_0}{\Delta p} = 71\%$

$$\Delta p_0 = \Delta p \times 0{,}71 = 856{,}8 \times 0{,}71 = 608 \ \text{мм вод. ст.}$$

Глава V

КОНТРОЛЬ РАБОТЫ СИСТЕМ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ

Для контроля работы газорегулирующего оборудования, оборудования пунктов замера расхода газа, газогорелочных устройств, газопроводов и воздухопроводов применяются контрольно-измерительные приборы (КИП). Этими приборами измеряются температура, давление, разность (перепад) давлений и расход газа и воздуха.

В настоящей главе рассмотрены и приведены характеристики тех контрольно-измерительных приборов, которые являются необходимыми только в объеме вопросов, рассматриваемых в настоящей книге.

В табл. 96 приводятся серийно выпускаемые отечественной промышленностью контрольно-измерительные приборы, рекомендуемые к установке на газопроводах и воздухопроводах.

Термометры технические ртутные стеклянные типа А и Б, представленные на рис. 101, являются показывающими приборами и применяются для измерения температуры газа или воздуха в трубопроводах.

Термометр представляет собой стеклянный резервуар, соединенный с капиллярной трубкой, вдоль которой расположена шкала градуирования в градусах Цельсия. Резервуар и часть капиллярной трубки заполняются ртутью, которая при изменении температуры увеличивается или уменьшается в своем объеме. По положению верхнего уровня ртути в капиллярной трубке определяется величина измеряемой температуры среды. Нижняя часть этого прибора может быть изготовлена прямой или изогнутой под углом 90 и 135°.

Характеристика технических термометров типа А и Б приведена в табл. 97.

Манометры стеклянные двухтрубные типа ПР, представленные на рис. 102, являются показывающими приборами и могут применяться для измерения избыточного давления газа или воздуха. Прибор представляет собой U-образную стеклянную трубку, закрепленную на деревянной панели, имеющей шкалу, градуированную в миллиметрах водяного столба вверх и вниз от нулевой отметки. Стеклянная трубка заполняется слегка подкрашен-

Таблица 96

Контрольно-измерительные приборы, рекомендуемые к установке на газопроводах

Наименование	Тип	Назначение	Категория прибора	Пределы показаний
Термометры технические стеклянные ртутные	А и Б	Для измерения температуры	Показывающие	От —35 до +50° С
Манометры стеклянные двухтрубные	ПР-620 ПР-637	Для измерения избыточного давления	То же	От 0 до 300 *мм вод. ст.* От 0 до 600 *мм вод. ст.*
Манометры с одновитковой трубчатой пружиной	ОБМ-100 ОБМ-160 МОШ-100 МОШ-160 ОБМ-100б ОБМ-160б	То же	»	От 0 до 16 *кГ/см²*
Манометр электроконтактный	ЭКМ1	Для сигнализации при достижении максимального или минимального давления	»	От 0 до 16 *кГ/см²*
Манометры с многовитковой трубчатой пружиной	МСТМ-410 МСТМ-610	Для измерения и записи избыточного давления	Регистрирующие	От 0 до 16 *кГ/см²*
Манометры сильфонные	МСС-410 МСС-610	То же	То же	От 0,25 до 4 *кГ/см²*
Напоромеры мембранные	ТМК НМ-П1 НМП-Г	Для измерения избыточного давления	Показывающие	От 0 до 160 *мм вод. ст.* От 0 до 1600 *мм вод. ст.*
Дифманометр трубный	ДТ-50	Для измерения разности (перепада давлений)	То же	От 0 до 700 *мм рт. ст.*
Дифманометры поплавковые	ДП-410 ДП-610	Для измерения и записи избыточного давления и расхода	Регистрирующие	От 0 до 1000 *мм рт. ст.*
	ДП-612-М	Для измерения, записи и суммирования расхода	То же	От 0 до 1000 *мм рт. ст.*
Дифманометры кольцевые с водяным заполнением	ДКТСчВ	Для измерения записи избыточного давления	»	От 0 до 160 *мм вод. ст.*
	ДКРСчВ ДКРСэВ	Для измерения и записи расхода	»	От 0 до 160 *мм вод. ст.*
Дифманометры кольцевые с ртутным заполнением	ДКТСчР ДКТСэР	Для измерения и записи избыточного давления	»	От 400 до 2500 *мм вод. ст.*
	ДКРСчР ДКРСэР	Для измерения и записи расхода	»	От 60 до 160 *мм вод. ст.*

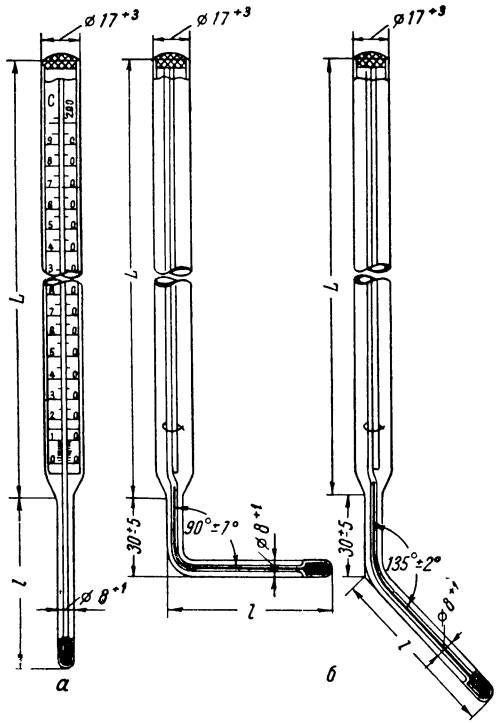


Рис. 101. Термометры технические стеклянные ртутные типов А и Б: *а* — прямой типа А, *б* — угловые типа Б.

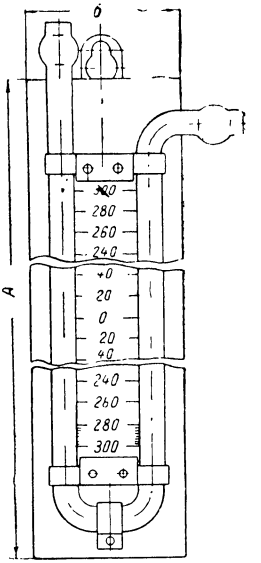


Рис. 102. Манометр стеклянный двухтрубный типа ПР-620 и ПР-627.

Таблица 97

Характеристика термометров технических стеклянных ртутных типов А и Б

Номера термометров типов А и Б	Пределы измерения, °С	Длина верхней части, *мм*	Длина нижней части, *мм*	
			А	Б
			60	110
			80	130
			100	150
1	От 0 до +50		120	170
		100	160	210
2	От —35 до +50	160	200	250
		220	250	300
3	От 0 до +100		320	370
			400	450
			500	550

Примечания. 1) Допускается увеличение шкалы как ниже 0°, так и выше верхнего предела, но не более чем на 25° С. 2) Каждый термометр может иметь любую длину верхней и нижней части в пределах значений таблицы.

ной жидкостью до нулевой отметки. Одно колено, как правило гнутое, соединяется резиновой трубкой с измеряемой средой. Эти манометры выпускаются двух типов: ПР-620 и ПР-627.

Характеристики и габаритные размеры манометров типа ПР-620 и ПР-627 приведены в табл. 98.

Таблица 98

Характеристика и габаритные размеры манометров

Тип приборов	Пределы показаний, *мм вод. ст.*	Цена деления, *мм вод. ст.*	Размеры, *мм*	
			А	Б
ПР-620	От 0 до 300	1	390	60
ПР-627	От 0 до 600	1	690	60

Манометры технические с одновитковой трубчатой латунной пружиной типа ОБМ и МОШ, представленные на рис. 103, являются показывающими приборами и могут применяться для измерения избыточного давления газа или воздуха в трубопроводах. Измерительная система этих приборов состоит из трубчатой латунной пружины *1*, впаянной одним своим концом в держатель *2*, который оканчивается ниппелем *3*. Ниппель имеет трубную резьбу $^1/_2''$ для присоединения импульсной трубки от источника измеряемого давления. Другим своим концом пружина *1* соединена с передаточным механизмом, который может быть секторным или рычажным.

Секторный передаточный механизм состоит из поводка *4*, сектора *5* и трубки *6*. На оси трубки *6* закреплена стрелка *7*, указывающая на шкале величину измеряемого давления газа.

Манометры технические имеют характеристику, приведенную в табл. 99.

Таблица 99

Характеристика технических манометров

Наименование манометра	Тип крепления	Тип манометра	Класс точности	Пределы показаний, *кГ/см²*
Без борта, с радиальным штуцером	I	ОБМ-100	2,5	От 0 до 1 от 0 до 1,6 от 0 до 2,5 от 0 до 4,0 от 0 до 6,0 от 0 до 10,0 от 0 до 16,0
Без борта, с радиальным штуцером	I	ОБМ-160	1,5	
С бортом передним, с осевым штуцером . . .	III	МОШ-100	2,5	
С бортом передним, с осевым штуцером . . .	III	МОШ-160	1,5	
С бортом задним, с радиальным штуцером	II	ОБМ-100б	2,5	
С бортом задним, с радиальным штуцером	II	ОБМ-160б	1,5	

Приборы без борта применяются для установки непосредственно на трубопроводах, приборы с бортом задним — для установки на стене и с бортом передним — для установки на панели щита.

Шкала приборов выбирается такой, при которой максимальное значение рабочего давления при постоянной или плавно меняющейся нагрузке находится в пределах $^1/_3$—$^2/_3$ от номинального значения шкалы, а при резко изменяющейся нагрузке, в пределах $^1/_3$—$^1/_2$ от номинального значения шкалы.

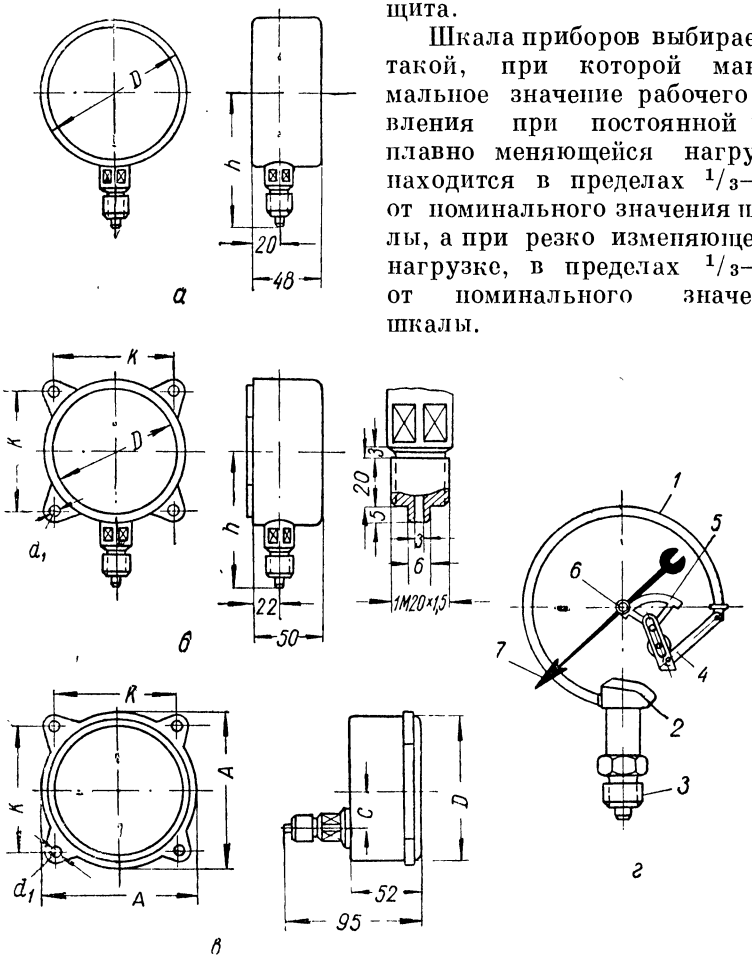


Рис. 103. Манометры технические с одновитковой трубчатой латунной пружиной: *а* — без борта типа ОБМ-100 и ОБМ-160, *б* — с бортом задним типа ОБМ-100б и ОБМ-160б; *в* — с бортом передним типа МОШ-100 и МОШ-160, *г* — схема манометра:

1 — пружина; *2* — держатель; *3* — ниппель; *4* — поводок; *5* — сектор; *6* — трубка; *7* — стрелка.

Эти приборы выпускаются в стальном круглом корпусе диаметром 100 или 160 *мм* и имеют концентрическую шкалу. Габаритные размеры этих приборов приведены в табл. 100.

Таблица 100

Габаритные размеры технических манометров

Диаметр корпуса D, *мм*	Размеры, *мм*				
	A	K	d_1	h	C
100	105	80	5,5	96	35
160	165	128	7,0	125	50

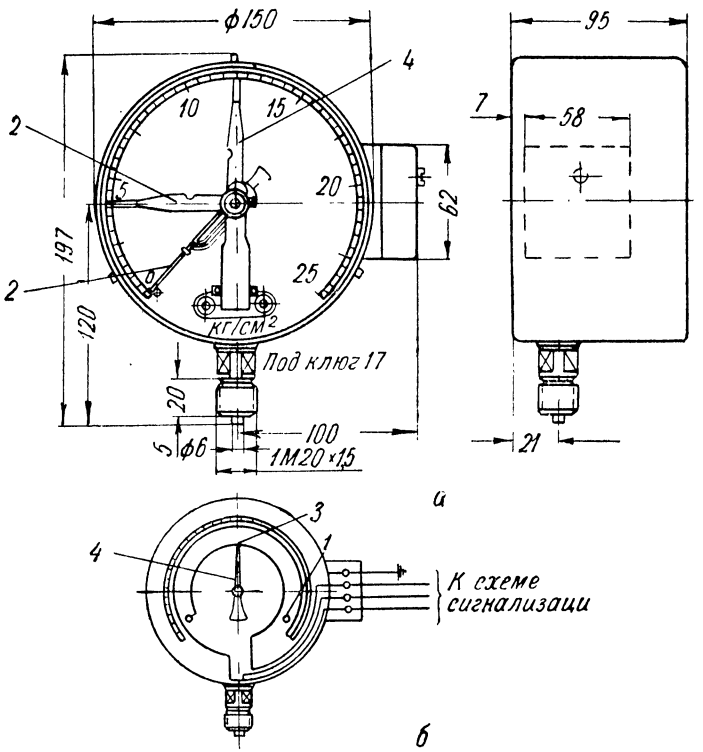


Рис. 104. Манометр технический электроконтактный типа ЭКМ1: *а* — общий вид прибора; *б* — схема прибора:

1 — электрический контакт; *2* — указатель; *3* — контакт, связанный со стрелкой; *4* — стрелка.

Манометр технический электроконтактный типа ЭКМI, представленный на рис. 104, является показывающим прибором и может применяться для сигнализации при достижении минимального или максимального рабочего давления газа в газопроводах. Этот прибор рассчитан на плавную непульсирующую нагрузку.

По принципу действия этот манометр аналогичен техническому манометру с одновитковой трубчатой пружиной. Для сигнализации в приборе имеются два электрических контакта *1*, связанные с двумя указателями *2*, устанавливаемыми вручную на заданные минимальное и максимальное значения давлений в пределах шкалы.

В среднем положении между минимальным и максимальным контактами электрическая сигнальная цепь является разомкнутой. При достижении одного из предельных значений контакт *3*, связанный со стрелкой *4* прибора, соприкасается с одним из контактов указателя *1* и замыкает электрическую сигнальную цепь.

Прибор подключается к сети переменного тока напряжением 220 *в* и рассчитан для работы при температуре окружающего воздуха от —40 до +60° С.

Рабочее давление прибора ЭКМ не должно превышать: $^2/_3$ верхнего предела показаний — при постоянной нагрузке и $^1/_2$ верхнего предела показаний — при переменной нагрузке. Пределы показаний прибора типа ЭКМI следующие: от 0 до 1,0; от 0 до 1,6; от 0 до 2,5; от 0 до 4,0; от 0 до 6; от 0 до 10; от 0 до 16 *кГ/см*^{2}.

Манометры с многовитковой трубчатой пружиной типа МСТМ-410 и МСТМ-610, представленные на рис. 105, являются регистрирующими приборами и могут применяться для измерения и записи избыточного давления газа в газопроводах.

Измерительная система этих приборов состоит из трубчатой многовитковой (геликоидальной) пружины и передаточного механизма.

Многовитковая пружина *1* одним концом, жестко соединенным с корпусом, соединена через капилляр *2* с источником измеряемого давления. Другим концом пружина через передаточный механизм *3* соединена с рычагом *4*, на котором установлено перо *5* для записи показаний.

Под действием усилия от измеряемого давления многовитковая пружина *1* раскручивается и через передаточный механизм *3* перемещает перо *5* для записи показаний прибора.

Приборы этого типа выпускаются в круглом стальном корпусе с радиальным штуцером и рассчитаны для работы при температуре окружающей среды от 10 до 60° С и относительной влажности от 30 до 80%. Корпус приборов допускает настенный и утопленный монтаж на панели щита.

Вращение дисковой суточной диаграммы производится: в приборе МСТМ-410 — часовым механизмом с шестисуточным заводом, а в приборе МСТМ-610 — синхронным электродвигателем мощностью 13 *ва*, питающимся от сети переменного тока напряжением 127 *в*.

Характеристика манометров с многовитковой трубчатой пружиной типа МСТМ-410 и МСТМ-610 приведена в табл. 101.

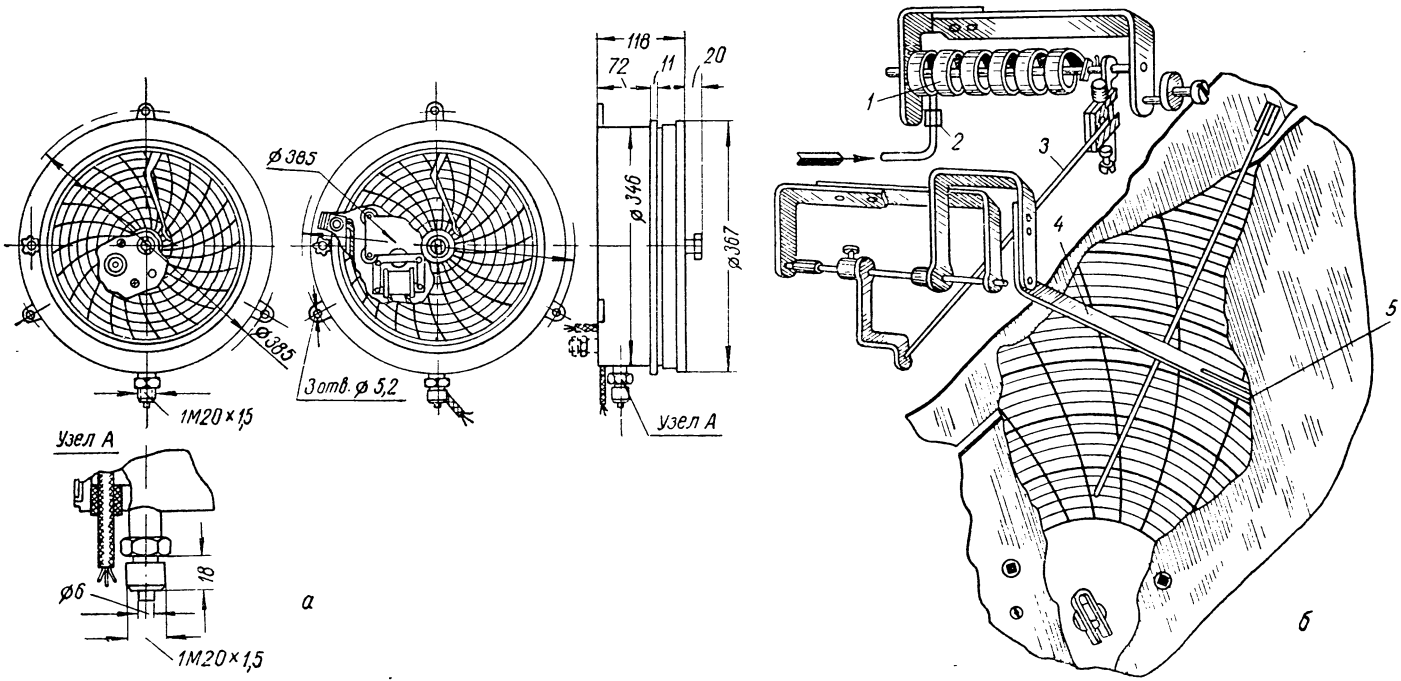


Рис. 105. Манометры с многовитковой трубчатой пружиной типа МСТМ-410 и МСТМ-610: *а* — общий вид прибора; *б* — схема прибора:

1 — многовитковая пружина; *2* — капилляр; *3* — передаточный механизм; *4* — рычаг; *5* — перо.

Таблица 101

Характеристика манометров с многовитковой трубчатой пружиной типа МСТМ-410 и МСТМ-610

Тип прибора	Пределы показаний, *кГ/см²*	Диаграмма		Допустимая погрешность	
		Интервал между оцифрованными отметками, *кГ/см²*	Цена деления	показаний от верхнего предела показаний, %	хода диаграммного диска за сутки, *мин*
МСТМ-410	От 0 до 6	2	0,1	±1,5	±5
МСТМ-610	От 0 до 10	1	0,2	±1,5	±5
	От 0 до 16	2	0,2	±1,5	±5

Манометры сильфонные типа МСС-410 и МСС-610, представленные на рис. 106, являются регистрирующими приборами и могут применяться для измерения и записи избыточного давления газа или воздуха в трубопроводах.

Измерительная система этих приборов состоит из сильфона (гармониковая мембрана) и передаточного механизма.

Под действием усилия от давления измеряемой среды, поступающей по импульсной трубке *6*, сильфон *1* сжимается. При этом дно сильфона, совместно с присоединенным к нему штоком *2*, поднимается вверх. Шток, через передаточный механизм *3*, перемещает рычаг *4* с установленным на нем пером *5* для записи показаний прибора.

Приборы этого типа выпускаются в круглом стальном корпусе с радиальным штуцером и рассчитаны для работы при температуре окружающего воздуха не выше 60° С и относительной влажности от 30 до 80%.

Корпус прибора допускает настенный и утопленный монтаж на панели щита.

Вращение дисковой суточной диаграммы производится: в приборе МСС-410 — часовым механизмом с шестисуточным заводом, а в приборе МСС-610 — синхронным электродвигателем мощностью 13 *ва*, питающимся от сети переменного тока, напряжением 127 *в*.

Пределы показаний, погрешности показаний и хода дисковой диаграммы манометров сильфонных типа МСС-410 и МСС-610 приведены в табл. 102.

Напоромер мембранный типа ТМК, представленный на рис. 107, является показывающим прибором и может применяться для измерения избыточного давления газа или воздуха в трубопроводах.

Измерительная система этого прибора состоит из мембранной коробки *1* и передаточного механизма *2*. В коробке помещены две гофрированные мембраны, из которых левая *3* жестко закреплена в центре к корпусу *4*. Центр правой мембраны *5* под воздействием

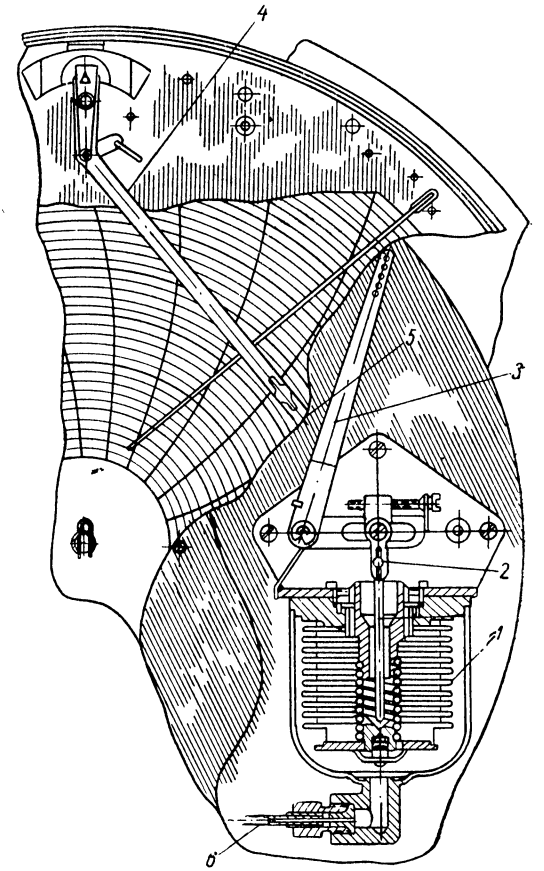


Рис. 106. Манометры сильфонные типа МСС-410 и МСС-610: Общий вид прибора см. на рис. 105а.

Схема прибора: *1* — сильфон; *2* — шток; *3* — передаточный механизм; *4* — рычаг; *5* — перо; *6* — трубка.

Таблица 102

Пределы показаний, погрешности показаний и хода дисковой диаграммы манометров сильфонных типа МСС-410 и МСС-610

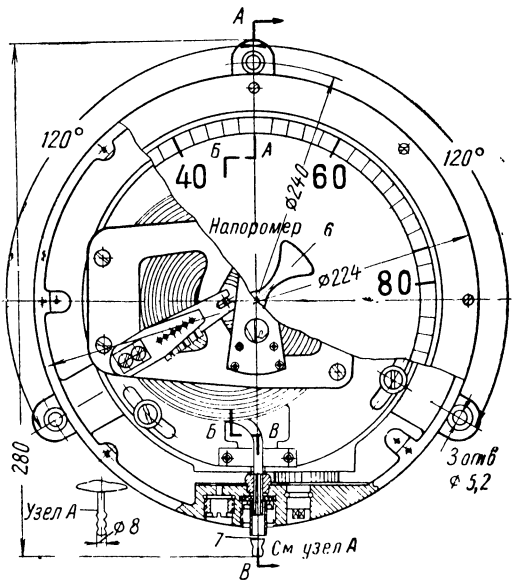
Тип прибора	Пределы показаний, *кГ/см²*	Допустимая погрешность	
		показаний от верхнего предела показаний, %	хода диаграммного диска за сутки, *мин*
МСС-410 МСС-610	От 0 до 0,25	±1,5	±5
	От 0 до 0,4	±1,5	±5
	От 0 до 0,6	±1,5	±5
	От 0 до 1,0	±1,5	±5
	От 0 до 1,6	±1,5	±5
	От 0 до 2,5	±1,5	±5
	От 0 до 4,0	±1,5	±5

измеряемого давления может перемещаться и через передаточный механизм *2* вращать стрелку *6* по шкале прибора.

Импульс давления измеряемой среды подается через штуцер *7*. Прибор имеет концентрическую шкалу с центральным углом 270° и рассчитан для работы при температуре окружающей среды от 10 до 60° С.

Стальной круглый корпус прибора допускает как выступающий, так и утопленный монтаж на панели щита.

Конструктивное устройство этого прибора позволяет использовать его в качестве напоромера, тягомера или тягонапоромера.



Разрез по АА–ББ–ВВ

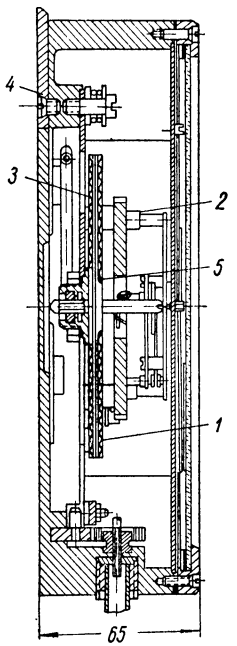


Рис. 107. Напоромер мембранный типа ТМК.

1 — мембранная коробка; *2* — передаточный механизм; *3* — левая гофрированная мембрана; *4* — корпус; *5* — правая гофрированная мембрана; *6* — стрелка; *7* — штуцер.

На газопроводах предприятий прибор типа ТМК используется как напоромер со следующими пределами показаний: от 0 до 100; от 0 до 160; от 0 до 250; от 0 до 400; от 0 до 630; от 0 до 1000; от 0 до 1600 *мм вод. ст.*

Основная допустимая погрешность показаний напоромера типа ТМК не превышает ± 2% от интервала шкалы.

Напоромер мембранный типа НМ-П1, представленный на рис. 108, является показывающим прибором и может применяться для измерения малых давлений газа или воздуха, не действующих разрушающе на медные сплавы.

Измерительная система этого прибора состоит из мембранной коробки *1* и передаточного механизма *2*. Коробка *1* состоит из двух гофрированных мембран, спаянных по окружности друг с другом. Мембранная коробка *1* соединена трубкой *3* со штуцером *4*, к которому подводится измеряемое давление газа или воздуха. Нижняя мембрана установлена неподвижно на пластинке основания прибора. Центр верхней мембраны совместно со штифтом *5* под действием усилия от измеряемого давления перемещается вверх. При этом передаточный механизм *2*, связанный со штифтом *5*, перемещает стрелку *6* прибора.

Напоромер типа НМ-П1 имеет горизонтальную профильную шкалу и рассчитан для работы при температуре окружающей среды от 10 до 60° С и относительной влажности от 30 до 80%. Корпус прибора допускает только утопленный монтаж на панели щита.

Основная допустимая погрешность показаний этого прибора не превышает ±2% от интервала шкалы.

Характеристика напоромера типа НМ-П1 приведена в табл. 103.

Таблица 103

Характеристика напоромера типа НМ-П1

Пределы показаний шкалы . .	От 0 до 25	От 0 до 40	От 0 до 63	От 0 до 100	От 0 до 160	От 0 до 250	От 0 до 400	От 0 до 630	От 0 до 1000	От 0 до 1600
Цена деления шкалы, *мм вод. ст.*	1	1	1	2	5	5	10	10	20	50
Интервал между оцифрованными делениями шкалы, *мм вод. ст.* . . .	10	10	20	20	40	50	100	200	200	400

Напоромер мембранный типа НМП, представленный на рис. 109, является показывающим прибором и может применяться для измерения избыточного давления газа или воздуха в трубопроводах.

Измерительная система этого прибора состоит из коробки *1*, плоской пружины *2* и передаточного механизма *3*.

Коробка разделена мембраной *4* на две не соединяющиеся между собой полости, из которых одна сообщается с атмосферой, а другая — с источником измеряемого давления через трубку *5*.

Плоская пружина *2* одним своим концом соединена с передаточным механизмом *3*, а другим — с мембранной коробкой *1*.

Под действием перепада давления мембрана *4* может перемещаться и вызывать упругую деформацию свободного конца пружины *2*. При этом связанный с пружиной передаточный механизм *3*

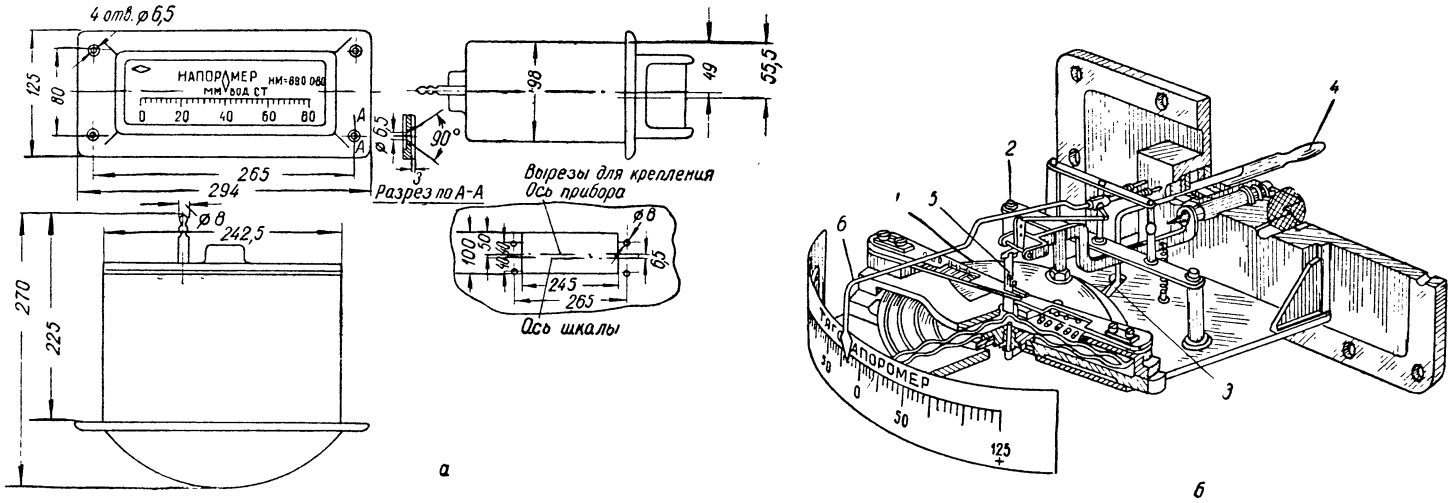


Рис. 108. Напоромер мембранный типа НМ-П1: *а* — общий вид прибора; *б* — схема прибора: *1* — мембранная коробка; *2* — передаточный механизм; *3* — трубка; *4* — штуцер; *5* — штифт; *6* — стрелка.

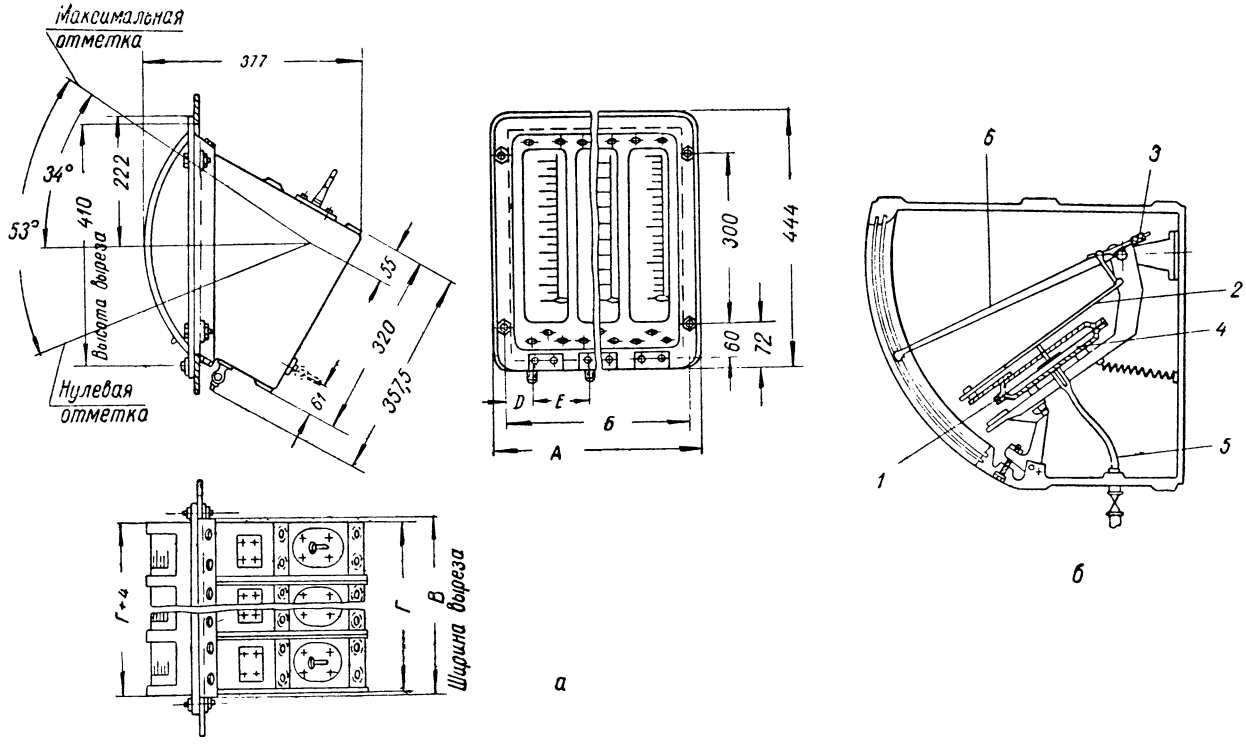


Рис. 109. Напоромер мембранный типа НМП: *а* — общий вид блока из трех приборов; *б* — схема прибора:

1 — коробка; *2* — пружина плоская; *3* — передаточный механизм; *4* — мембрана; *5* — трубка; *6* — стрелка.

переместит стрелку *6* по шкале прибора. Приборы этого типа могут быть объединены в один горизонтальный блок от 1 до 5 штук с выступающим, полуутопленным или утопленным монтажом на панели щита. На рис. 109 показан горизонтальный блок из трех напоромеров типа НМП с утопленным монтажом.

Этот прибор снабжен вертикальной профильной шкалой и корректором для установки стрелки на нулевую отметку и рассчитан для работы при температуре окружающей среды от 5 до 50° С и относительной влажности от 30 до 65%.

Основная допустимая погрешность показаний этого прибора не превышает ± 2,5% от интервала шкалы.

Напоромеры типа НМП выпускаются со следующими пределами показаний: 0—63; 0—100; 0—160; 0—250; 0—400; 0—630; 0—1000; 0—1600 и 0—2500 *мм вод. ст.*

Габаритные размеры напоромеров типа НМП, в зависимости от количества приборов в горизонтальном блоке, приведены в табл. 104.

Таблица 104

Габаритные размеры напоромеров типа НМП различного давления, *мм*

Количество приборов в блоке	Приборы низкого давления						Приборы среднего давления					
	А	Б	В	Г	Д	Е	А	Б	В	Г	Д	Е
1	194	170	155	132	67	—	159	135	120	97	50	—
2	327	303	288	265	67	133	257	233	218	195	50	98
3	460	436	421	398	67	133	355	331	316	293	50	98
4	593	569	554	531	67	133	453	429	414	391	50	98
5	726	702	687	664	67	133	551	527	512	489	50	98

Напоромер мембранный горизонтально-профильный типа НМП-Г, представленный на рис. 110, является показывающим прибором и может применяться для измерения избыточного давления газа или воздуха в трубопроводах.

Измерительная система этого прибора состоит из мембранной коробки *1* и передаточного механизма *2*.

В мембранной коробке расположены разделительная вялая мембрана *3*, усилие на которую от давления среды воспринимает винтовая пружина *4*, работающая на растяжение, и рычаг *5*, имеющий гибкую пластинку *6*. С рычагом *5* жестко соединена торсионная трубка *7*, внутри которой проходит стержень *8*, припаянный к трубке *7* с одного конца. Свободный конец стержня *8* через передаточный механизм *2* связан со стержнем *9*.

Под действием давления среды мембрана *3* может перемещаться и вызывать поворот торсионной трубки *7* со стержнем *8*, что приводит к перемещению стрелки *9* по шкале прибора.

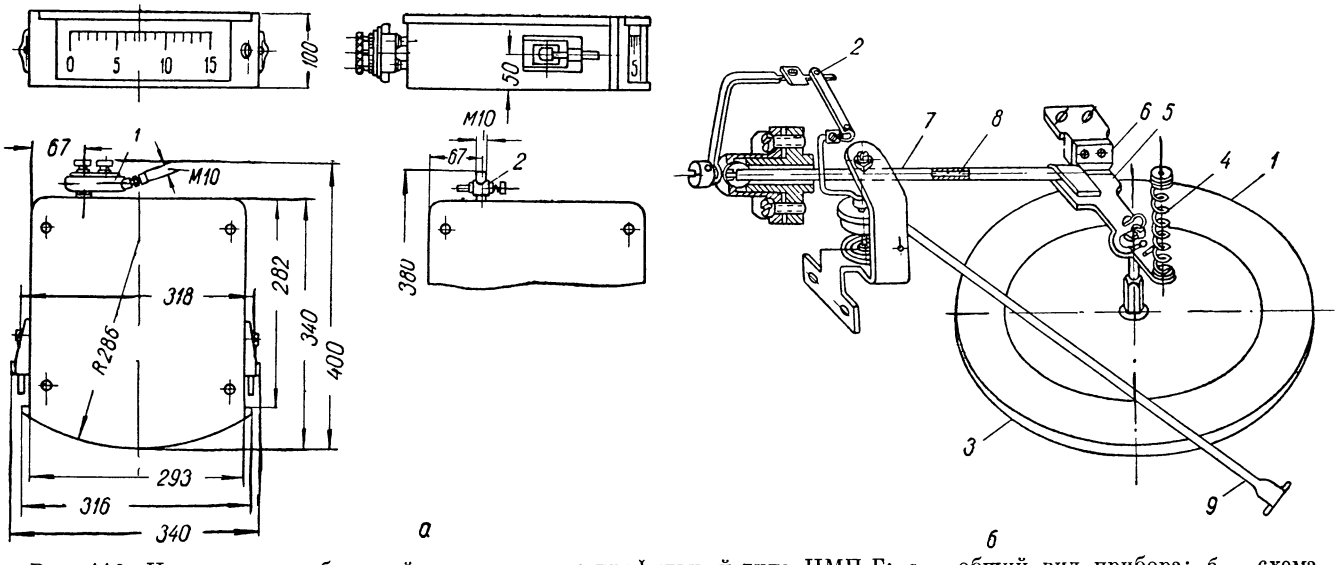


Рис. 110. Напоромер мембранный горизонтально-профильный типа НМП-Г: *а* — общий вид прибора; *б* — схема прибора:

1 — мембранная коробка; *2* — передаточный механизм; *3* — мембрана вялая; *4* — пружина; *5* — рычаг; *6* — пластина гибкая; *7* — трубка; *8* — стержень; *9* — стрелка.

Приборы этого типа могут быть объединены в один вертикальный блок с утопленным монтажом на панели щита. Этот прибор снабжен горизонтальной профильной шкалой и корректором для установки стрелки на нулевую отметку и рассчитан для работы при температуре окружающей среды от 5 до 50° С и относительной влажности до 80%.

Основная допустимая погрешность показаний этого прибора не превышает ± 2,5% от верхнего предела показаний.

Пределы показаний напоромера мембранного типа НМП-Г следующие: от 0 до 40; от 0 до 63; от 0 до 100; от 0 до 160; от 0 до 250; от 0 до 400; от 0 до 630; от 0 до 1000; от 0 до 1600; от 0 до 2500 *мм вод. ст.*

Дифманометр трубный типа ДТ-50, представленный на рис. 111, является показывающим прибором и может применяться для измерения разности (перепада) давлений газа и воздуха. Этот прибор представляет собой две стеклянные трубки *1*, помещенные в защитные металлические оправы *2*. Трубки *1* расположены между верхней *3* и нижней *4* колодками, закрепленными на литом алюминиевом основании *5* прибора.

На верхней колодке установлены вентили для продувки прибора, сообщения стеклянных трубок между собой, подачи в прибор большого (плюсового) и меньшего (минусового) давлений. Разность (перепад) давлений определяется по уровню высот столбов жидкости в стеклянных трубках *1* при помощи двух указателей *6*, перемещаемых по шкале *7*.

Дифманометр типа ДТ-50 выпускается с ртутным заполнением и снабжен ртутеуловителем. Характеристика дифманометра типа ДТ-50 следующая: статическое давление 50 *кГ/см*^{2}, пределы показаний — от 0 до 700 *мм рт. ст.*, допустимая погрешность ±2 *мм рт. ст.*

Дифманометры поплавковые механические типа ДП-410, ДП-610 и ДП-612-М, представленные на рис. 112, являются регистрирующими приборами и могут применяться: ДП-410 и ДП-610 — для измерения и записи избыточного давления и расходов газа в газопроводах, ДП-612-М — для измерения и записи только расходов газа в газопроводах и для суммирования при помощи интегратора количества протекающего газа за учитываемый промежуток времени.

Измерительная система дифманометров поплавковых механических состоит из поплавкового *1* и сменного *2* стальных сосудов, сообщающихся между собой U-образной трубкой *3*, и передаточного механизма *4*. Оба стальных сосуда заполняются ртутью, а в поплавковом сосуде размещается стальной поплавок *5*. Перемещение поплавка через рычаг передается оси, выведенной через уплотнительную муфту *6* в корпус прибора, в котором размещен механизм вращения диска *7* и измерительно-записывающее

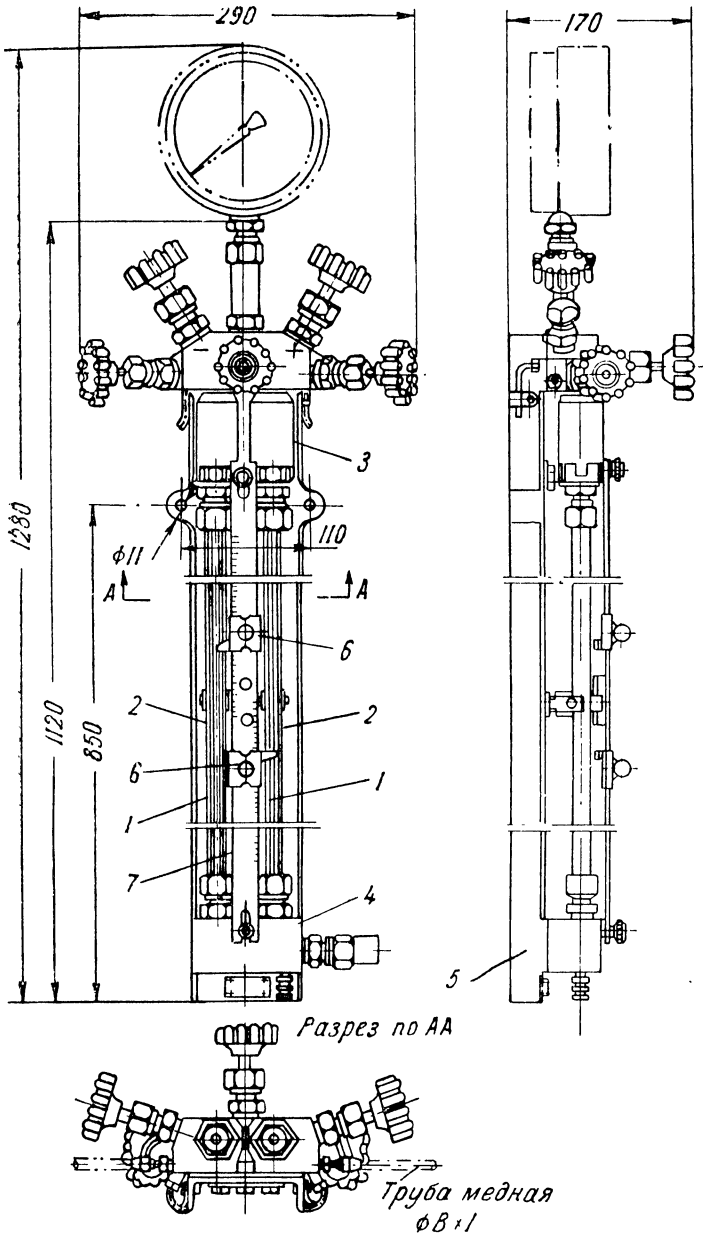


Рис. 111. Дифманометр трубный типа ДТ-50:

1 — трубка стеклянная; *2* — оправа металлическая; *3* — верхняя колодка; *4* — нижняя колодка; *5* — основание прибора; *6* — указатель уровня; *7* — шкала.

устройство *8*. Высота перемещения стального поплавка служит мерой величины измеряемой разности давлений.

Максимальный перепад давления, измеряемый прибором, может изменяться по величине путем подбора диаметра и высоты сменного стального сосуда.

Для этих приборов изготавливают восемь сменных сосудов, обеспечивающих следующие значения верхних пределов перепадов давлений: 40, 63, 100, 160, 250, 400, 630 и 1000 *мм рт. ст.*

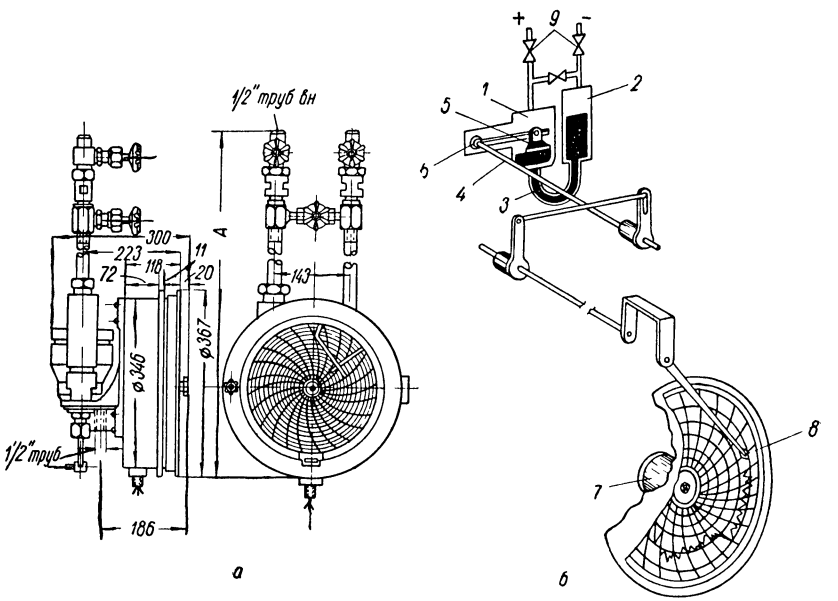


Рис. 112. Дифманометры поплавковые механические типа ДП-410, ДП-610 и ДП-612М: *а* — общий вид прибора; *б* — схема прибора:

1 — поплавковый сосуд; *2* — сменный сосуд; *3* — U-образная трубка; *4* — передаточный механизм; *5* — поплавок; *6* — муфта уплотнительная; *7* — механизм вращения диаграммного диска; *8* — записывающее устройство; *9* — штуцер.

Приборы этого типа выпускаются в круглом стальном корпусе с радиальными штуцерами *9* и рассчитаны для работы при температуре окружающего воздуха от 5 до 50° С и относительной влажности от 30 до 80%. Корпус приборов допускает настенный и утопленный монтаж на панели щита.

Вращение дисковой суточной диаграммы производится: в приборе ДП-410 — часовым механизмом с шестисуточным заводом, а в приборе ДП-610 и ДП-612-М — синхронным электродвигателем мощностью 13 *ва*, питающимся от сети переменного тока с напряжением 127 *в*.

Приборы применяются при длине импульсных линий от места измерения до прибора, не превышающей 50 *м*.

При использовании этих приборов в качестве напоромеров для измерения и записи избыточного давления равномерная шкала их может иметь следующие пределы показаний: от 0 до 1600; от 0 до 2500; от 0 до 4000; от 0 до 6300 *мм вод. ст.*

Таблица 105

Высота дифманометров типа ДП-410, ДП-610 и ДП-612-М

Перепады давления, *мм рт. ст.*	От 40 до 160	От 250 до 400	630	1000
Высота А, *мм*	680	940	1115	1530

При использовании таких приборов в качестве расходомеров для измерения и записи разности давлений неравномерная (квадратичная) шкала их может иметь следующие пределы показаний: от 0 до 1,25; от 0 до 10; от 0 до 1,6; от 0 до 2,5; от 0 до 3,2; от 0 до 4,0; от 0 до 6,0; от 0 до 6,3; от 0 до 8,0 $м^3/час$. Каждое значение показания шкалы имеет множитель 10^n, где n — любое целое положительное или отрицательное число.

Общая высота дифманометров типа ДП-410, ДП-610 и ДП-612-М в зависимости от перепада давления в них приведена в табл. 105.

Дифманометры кольцевые механические, схема которых представлена на рис. 113, являются регистрирующими приборами и могут применяться для измерения и записи избыточного давления (напоромеры) и расходов газа в газопроводах (расходомеры).

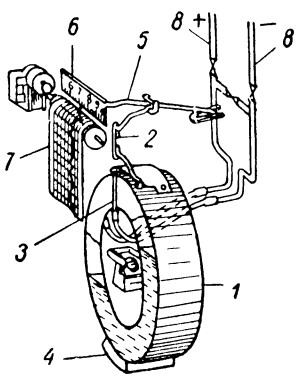


Рис. 113. Схема дифманометра кольцевого механического:

1 — полое кольцо; *2* — передаточный механизм; *3* — разделительная стрелка; *4* — груз; *5* — рычаг; *6* — перо; *7* — ленточная диаграмма, *8* — импульсные трубопроводы.

Измерительная система этих приборов состоит из полого кольца *1*, заполненного до половины жидкостью, покоящегося на призменных опорах, и передаточного механизма *2*.

Полое кольцо *1* в своей верхней части имеет стенку *3*, разделяющую кольцо на две полости, каждая из которых сообщается с определенным измерительным давлением (наибольшим и наименьшим) среды, поступающей по радиальным штуцерам *8*.

Вследствие разных по величине измеряемых давлений в обоих полостях кольца *1* уровень жидкости в них будет находиться на разных высотах и этим самым вызовет поворот кольца вокруг своей оси. Этот поворот будет происходить до тех пор, пока груз *4*, закрепленный в нижней части кольца, не уравновесит вращающий момент кольца, возникший от разности высот жидкости в полостях кольца.

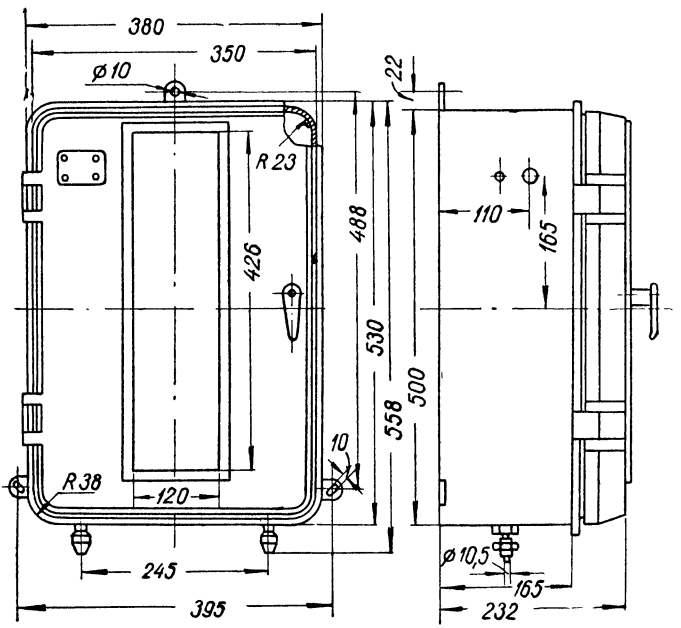


Рис. 114. Дифманометры кольцевые механические типа ДКТСчВ и ДКТСэВ (напоромеры с водяным заполнением) и типа ДКТСчР и ДКТСэР (напоромеры с ртутным заполнением).

В зависимости от величины максимального перепада давления кольцо может заполняться водой, трансформаторным маслом или ртутью.

Поворот кольца на угол, не превышающий 50°, через передаточный механизм *2*, вызывает перемещение рычага *5*, на котором установлено перо *6*, записывающее свое перемещение на ленточной диаграмме *7*. Вращение ленточной диаграммы может производиться часовым механизмом с суточным заводом или синхронным электродвигателем мощностью 13 *ва*, питающимся от сети переменного тока напряжением 127 или 220 *в*.

Из большого количества типов выпускаемых кольцевых дифманометров на газопроводах предприятий могут использоваться регистрирующие дифманометры следующих типов.

а) Дифманометры кольцевые с водяным заполнением—ДКТСчВ; ДКТСэВ; ДКРСчВ и ДКРСэВ. Дифманометры типа ДКТСчВ и ДКТСэВ, представленные на рис. 114, используются как напоромеры, а дифманометры типа ДКРСчВ и ДКРСэВ, представленные на рис. 115, — как расходомеры. Эти приборы имеют одинаковое конструктивное устройство и отличаются лишь по габаритным и присоединительным размерам штуцеров для подключения измеряемых давлений.

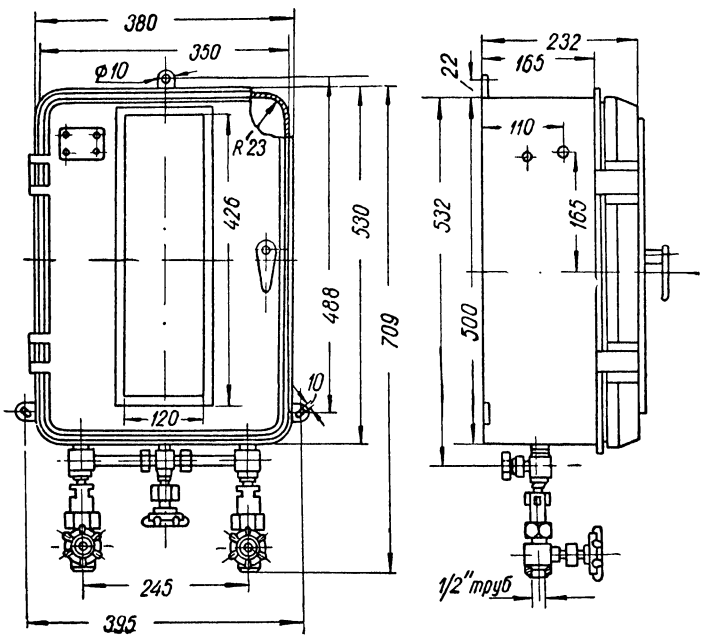


Рис. 115. Дифманометры кольцевые механические типа ДКРСчВ и ДКРСэВ (расходомеры с водяным заполнением).

б) Дифманометры кольцевые с ртутным заполнением—ДКТСчР; ДКТСэР; ДКРСчР и ДКРСэР. Дифманометры типа ДКТСчР и ДКТСэР, представленные на рис. 114, используются как напоромеры, а дифманометры типа ДКРСчР и ДКРСэР, представленные на рис. 116, — как расходомеры. Эти приборы имеют одинаковое конструктивное устройство и отличаются лишь по габаритным и присоединительным размерам штуцеров для подключения измеряемых давлений.

Кольцевые дифманометры с водяным или масляным заполнением кольца рассчитаны на статическое давление, не превышающее 0,25 *кГ/см*^{2}.

Кольцевые дифманометры с ртутным заполнением рассчитаны на статическое давление, не превышающее 0,25 *кГ/см*^{2} при использовании их как напоромеров и не более 40 *кГ/см*^{2} при использовании их как расходомеров. При этом в расходомерах с ртутным заполнением кольцо изготовляется из цельнотянутой стальной

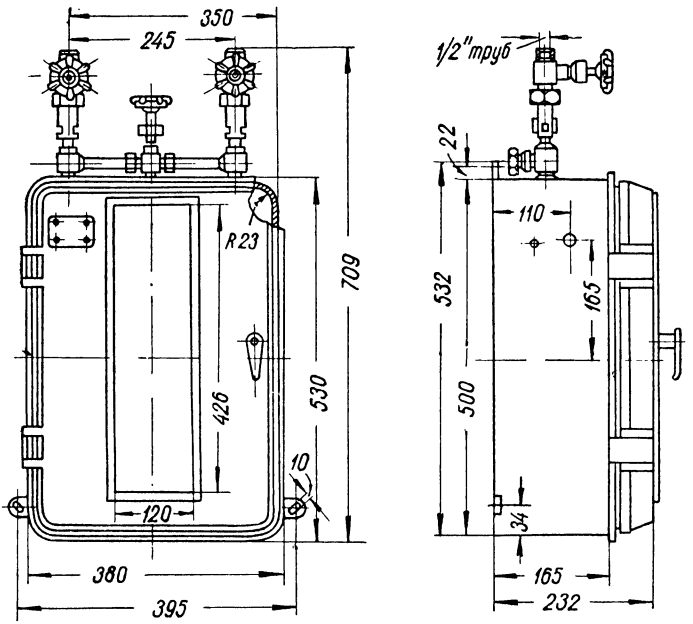


Рис. 116. Дифманометры кольцевые механические типа ДКРСчР и ДКРСэР (расходомеры с ртутным заполнением).

Таблица 106

Характеристика кольцевых дифманометров напоромеров

Тип прибора	Затворная жидкость	Пределы показаний, *мм вод. ст.*	Допускаемая погрешность от диапазона измерений, %
ДКТСчВ ДКТСэВ	Вода »	0—25; 0—40; 0—63; 0—100; 0—160	1,5 1,5
ДКТСчР ДКТСэР	Ртуть »	0—400; 0—630; 0—1000; 0—1600; 0—2500	1,5 1,5

трубы, а соединение его с радиальными штуцерами выполняется при помощи бронзовых спиральных трубок.

Характеристики кольцевых дифманометров при использовании их в качестве регистрирующих напоромеров приведены в табл. 106, а при использовании их в качестве регистрирующих расходомеров — в табл. 107.

Таблица 107

Характеристика кольцевых дифманометров расходомеров

Тип прибора	Затворная жидкость	Верхний предел перепадов давлений
ДКРСчВ ДКРСэВ	Вода »	25; 40; 63; 100; 160 *мм вод. ст.*
ДКРСчР ДКРСэР	Ртуть »	63; 100; 160 *мм рт. ст.*

Таблица 108

Пределы показаний кольцевых дифманометров расходомеров

Типы прибора	Пределы показаний шкалы, *м³/час*; *нм³/час*; *л/час*	Допустимая погрешность от значения разности давлений, соответствующих верхней отметке шкалы, %
ДКРСчВ	0—1,25; 0—10;	1,5
ДКРСэВ	0—1,6; 0—2,5 0—3,2; 0—4,0	1,5
ДКРСчР	0—6,0; 0—6,3	1,5
ДКРСэР	0—8,0;	1,5

Пределы показаний шкалы дифманометров расходомеров приведены в табл. 108, в которой каждое значение показания шкалы имеет множитель 10^n, где n — любое целое положительное или отрицательное число.

Глава VI

МОНТАЖ ГАЗОПРОВОДОВ, ГРП И ПУНКТОВ ЗАМЕРА РАСХОДА ГАЗА

1. Общая часть

Монтаж газопроводов на предприятиях может производиться только по утвержденному проекту газоснабжения. В проектных решениях должно учитываться максимально возможное внедрение индустриального метода изготовления и монтажа газопроводов, при котором узлы и детали могут быть выполнены в подготовительный период строительства.

Для особо сложных узлов (чаще всего на цеховые и обвязочные газопроводы) предусматриваются отдельные аксонометрические схемы, на которых всю разводку газа разделяют на ответвления, а ответвления на узлы. Каждый узел маркируется. В марке указывается номер узла и к какому номеру ответвления он относится.

Большую часть узлов, главным образом транспортабельных, следует изготовить в мастерских. Изготовленные индустриальным методом отдельные узлы доставляются на монтажный участок и раскладываются по ответвлениям в соответствии с их маркировкой. Для складирования узлов на каждом предприятии выделяется на территории участок, оборудованный стеллажами и навесом. До начала монтажных работ должны быть подготовлены и расчищены от завалов трассы, изготовлены вспомогательные устройства (подмости, пакеты, стойки и т. п.), расставлено оборудование и разложены по трассе трубы из отдельных или сваренных в плети звеньев. До начала монтажных работ трубы должны быть осмотрены и очищены от грунта, воды и ржавчины и закрыты на концах деревянными пробками. Поврежденные концы труб (вмятины) выравниваются при помощи конусного расширителя. Перемещение труб и плетей по трассе, а также подъем или опускание их должны производиться при помощи трубоукладчиков или специальных кранов, без повреждения изоляции и без резких толчков. Для центровки труб при сварке их концов в полевых условиях применяются специальные центраторы или подобные им приспособления. Уклоны уложенных труб проверяются при помощи нивелировки начала и конца трубы, а прямолинейность —

по шнуру. Для сборки узлов газопроводов на сварке могут допускаться сварщики, имеющие удостоверения о сдаче испытаний на право сварки труб в соответствии с «Правилами испытания электросварщиков и газосварщиков», утвержденными Госгортехнадзором.

Вся запорная арматура перед установкой на газопроводах должна подвергаться в мастерских ревизии с последующими испытаниями на прочность и герметичность в соответствии с ГОСТ 5762-51, 5761-51, 8444-57 и 7520-55 (в зависимости от типа).

Кольца и диски задвижек, пробки проходных кранов должны быть притерты. Сальники у задвижек, вентилей и кранов должны быть плотно набиты, при этом втулка сальника после уплотнения набивки должна входить в гнездо на глубину, обеспечивающую дальнейшую подтяжку сальника. Уплотнение сальников у задвижек вентилей и кранов должно производиться с применением специальных сальниковых набивок. Допускается набивка из асбестового шнура, пропитанного графитом, замешанным на минеральном масле.

Для самосмазывающихся кранов должен применяться специальный состав смазки по ВТУ-20-6-58 производства московского завода «Нефтегаз».

2. Подземные межцеховые газопроводы

Для укладки газопроводов в грунте сооружаются специальные траншеи. К сооружению траншей приступают только после того, как трасса, выбранная для укладки газопровода, размечена геодезическими инструментами, полностью освобождена от завалов и усовершенствованного покрова, если они имеются, и разделена на участки для производства механизированного и ручного способов рытья траншеи.

Земляные работы в местах, где имеются действующие подземные коммуникации, должны производиться с принятием мер против их повреждения и допускаются лишь при наличии письменного разрешения организации, ответственной за эксплуатацию этих коммуникаций. Рытье траншей в местах, где расположены действующие электрические кабели, должно осуществляться в присутствии представителей организации, эксплуатирующей кабельную сеть. Рытье траншей в условиях действующего предприятия является ответственной и трудоемкой работой, которую следует по возможности как можно шире механизировать. Поэтому для рытья траншей на участках трассы, свободных от других подземных коммуникаций, следует принять одноковшовые экскаваторы. В местах пересечения с другими подземными коммуникациями или недоступных для работы экскаваторов (узкие проезды, резкие неровности поверхности грунта) рытье траншей приходится

производить ручным способом. При любом способе рытья траншеи грунт, выбранный из нее в количестве, необходимом для засыпки, оставляется с одной стороны траншеи, а остальной вывозится в специально отведенные места.

В случае непригодности выбранного грунта для засыпки траншеи его вывозят за пределы строительной площадки, а засыпку производят привозным песчаным грунтом. Грунты делятся на следующие основные виды: песчаные, супесчаные, суглинистые, глинистые, лёссовые, мергельные, гравелистые, скальные, растительные и плывунные.

Песчаные грунты состоят из смеси отдельных окатанных или угловатых зерен размером до 2,5—3 *мм* и небольшого количества пылеватых и глинистых частиц. Супесчаные грунты состоят из смеси песка и глины в пропорции: 85—90% песка и 15—10% глины. Суглинистые грунты представляют собой такую же смесь песка и глины, но в другой пропорции: 65—70% песка и 35—30% глины. Глинистые грунты состоят из осадочной породы, имеющей очень мелкие частицы размером от 0,005 до 0,01 *мм*. При насыщении водой эти грунты резко увеличиваются в объеме и становятся почти водонепроницаемыми. Лёссовые грунты представляют собой мелкие пылеватые частицы, соединенные известью, между которыми образуется много пустот. По этой причине эти грунты в сухом состоянии способны удерживаться в вертикальном откосе, а при насыщении водой — расплываются. Мергельные грунты состоят из смеси глинистых или суглинистых грунтов и извести. При высыхании или выветривании эти грунты превращаются в рыхлую сухую массу, которую часто называют рухляком. Гравелистые грунты представляют собой кусковую горную породу, состоящую из отдельных окатанных зерен размером от 3 до 40 *мм* и примеси глинистых и песчаных частиц. Скальные грунты состоят из твердых сплошных массивов осадочных пород. Растительные грунты представляют собой смесь, состоящую из остатков разложения (перегноя) растений, песка, суглинка и пылеватых частиц. При высыхании или выветривании эти грунты быстро твердеют и образуют трещины, а при насыщении водой — расплываются. Плывунные грунты состоят из пылевато-песчаных или глинисто-песчаных частиц и воды. Эти грунты неспособны держаться в откосах.

Устойчивость грунтов или способность их удерживаться в откосах траншей и котлованов в значительной степени зависит от сцепления или связности частиц, входящих в грунты. С этой точки зрения устойчивостью обладают те грунты, в состав которых входят глина, известь и другие цементирующие вещества, обладающие, как известно, большой связностью.

Чрезмерное увеличение влажности грунтов приводит к уменьшению связности их, а следовательно, и к уменьшению устой-

чивости (сопротивления) грунтов при сжатом состоянии. Поэтому каждому грунту присуща та или иная устойчивость, характеризующая степень трудности его разработки. Грунты нескальной категории, наиболее часто встречающиеся на территориях предприятий, по трудоемкости разработки делятся на следующие основные четыре группы.

I группа: гравий и галька размерами до 20 *мм*; грунт растительный без корней; песок естественной влажности с примесью гравия, гальки или щебня в количестве до 20% по объему; солончак и солонец мягкий; суглинок легкий и лёссовидный; супесок без примесей и с примесью гравия гальки или щебня; торф без корней; шлак котельный, рыхлый.

II группа: глина жирная, мягкая, а также насыщенная, слежавшаяся с примесью гравия, гальки, щебня и строительного мусора; гравий и галька средним размером до 40 *мм*. Грунт растительный с корнями или с примесью строительного мусора, щебня и гравия; лёсс сухой и естественной влажности, рыхлый с примесью гравия и гальки; песок сухой, барханный и дюнный и естественной влажности с примесью гравия, гальки или щебня в количестве от 40% по объему; суглинок насыпной, слежавшийся, а также легкий лёссовидный и тяжелый с примесью гравия, гальки или щебня в количестве до 10% по объему. Супесок насыпной, слежавшийся с примесью строительного мусора; торф с корнями; чернозем естественной влажности; щебень размером до 40 *мм*; шлак котельный, слежавшийся.

III группа: лёсс плотный; суглинок тяжелый с примесью булыг в количестве до 10% по объему; строительный мусор; чернозем сухой отвердевший; щебень размером до 150 *мм*; шлак металлургический выветрившийся.

IV группа: гипс; конгломерат слабо сцементированный; лёсс отвердевший; мел мягкий; мергель мягкий; морена с валунами весом до 50 *кг* с содержанием их в количестве до 30% по объему; опоки; сланцы выветрившиеся; солончак и солонец отвердевшие; трепел слабый; шлак металлургический, невыветрившийся.

Из указанного деления видно, что чем больше номер группы, тем выше трудоемкость разработки его. По степени влажности грунты делятся на две основные группы: а) сухие — грунты природной средней влажности, а также глинистые слабоводопроницаемые; б) мокрые — грунты, лежащие ниже уровня грунтовых вод, а также находящиеся во время разработки под действием грунтовых вод.

Рытье траншей и котлованов в грунтах естественной влажности и при отсутствии грунтовых вод может производиться без креплений вертикальных стенок в насыпных, песчаных и гравелистых грунтах на глубину до 1,0 *м*, в супесчаных и суглинистых — до 1,25 *м*, в глинистых — до 1,5 *м*, а в особо плотных грунтах, требующих применения ломов и клиньев — до 2,0 *м*.

В условиях, отличающихся от указанных, траншеи и котлованы должны разрабатываться с откосами без креплений или с вертикальными стенками, раскрепленными на всю высоту.

Крутизна откосов траншей и котлованов, разрабатываемых без креплений на глубину, превышающую приведенные выше значения, должна приниматься не больше значений, приведенных в табл. 109.

Таблица 109

Наибольшая крутизна откосов траншей, выполняемых без креплений

Наименование грунтов	Крутизна откосов при глубине выемки до 3,0 *м*	Примечание
Насыпные, песчаные, гравелистые	1 : 1,25	При неблагоприятных гидравлических условиях крутизну откосов следует принимать в индивидуальном порядке
Супесчаные, суглинистые	1 : 0,67	
Глинистые, лёссовые . .	1 : 0,50	
Скальные:		
разборные	1 : 0,10	
плотные	1 : 0,00	

При ручном способе рытья траншей на глубину до 2,0 *м* ширину траншей в зависимости от их типа и способа укладки труб рекомендуется принимать не менее приведенной в табл. 110.

Таблица 110

Ширина траншей при ручном способе рытья, *м*

Тип траншеи	Ширина траншеи при диаметре труб, *мм*										
	До 150	200	250	300	350	400	450	500	600	700	800
	При укладке труб секциями и плетями										
Без креплений	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,75	0,80	0,85	0,95	1,05	1,15
С креплениями	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,85	0,90	0,95	1,05	1,15	1,25
	При укладке труб отдельными звеньями										
Без креплений	0,70	0,75	0,80	0,85	0,90	0,95	1,00	1,05	1,45	1,55	1,65
С креплениями	0,80	0,85	0,90	0,95	1,00	1,05	1,10	1,15	1,55	1,65	1,75

При глубине свыше 2,0 *м* и наличии двухъярусного крепления, ширина траншеи должна быть увеличена на 20 *см*, против значений, приведенных в табл. 110.

При механическом способе рытья траншей ширина их должна быть не менее ширины режущей кромки рабочего органа землеройной машины.

При любом способе рытья траншей в водонасыщенных грунтах применяют открытый водоотлив или искусственное понижение уровня грунтовых вод. Первый способ находит применение при незначительном притоке грунтовых вод и связан с использованием ручных диафрагмовых или самовсасывающих центробежных насосов. Второй способ применяется при значительном притоке грунтовых вод и связан с использованием центробежных насосов и комплектов иглофильтров с всасывающими коллекторами. Для очень глубокого водопонижения грунтовых вод обычно применяют эжекторные установки. Рытье траншей целесообразно начинать с наиболее заглубленной части трассы и вести в направлении ее подъема.

Во избежание осадки фундаментов и стен зданий и сооружений рытье траншей вдоль них следует производить небольшими участками длиной не более 2,0 *м* с разрывами через каждые 2—3 *м*.

Для защиты открытых, в процессе земляных работ, подземных коммуникаций (кабели, канализация, водопровод и т. п.) последние рекомендуется зашивать в деревянные короба и при необходимости утеплять или подвешивать, а иногда и укреплять распорками.

Рытье траншей экскаватором обычно производят на глубину менее проектной на ~ 100 *мм*, а дальнейшую планировку дна траншеи производят ручным способом при помощи лопат. С этой целью в основание траншеи через каждые 3—4 *м* забиваются колышки, по которым производят планировку дна траншеи.

Перед укладкой газопровода в любых грунтах траншея должна быть тщательно очищена от обвалившегося грунта, кирпича и других посторонних предметов, а дно ее должно быть спланировано до проектных отметок и так, чтобы газопровод на всем протяжении равномерно опирался на основание траншеи. Как правило, до укладки газопровода производят нивелировку дна траншеи в начале и конце каждого участка с тем, чтобы быть уверенными в правильности уклонов дна траншеи.

При укладке в траншеях, имеющих инвентарные металлические или деревянные крепления с распорками, газопровод следует опускать без снятия распорок. В исключительных случаях на время опускания газопроводов допускается снятие лишь части распорок при условии принятия необходимых мер против ослабления всего крепления.

Работы по нанесению на трубы противокоррозийной изоляции должны выполняться в соответствии с требованиями «Технических

условий на производство и приемку работ по устройству газовых сетей городов, населенных пунктов и промышленных предприятий» Госстроя СССР (СН-117-60).

Засыпка углублений и приямков для сварки стыков, образовавшихся в процессе подготовки основания траншеи, должна производиться сухим, желательно песчаным грунтом, не содержащим органических примесей, слоями толщиной 15—20 *см* с уплотнением трамбовками и поливкой водой. При укладке газопровода в каменистых грунтах подсыпка и утрамбовка сухого песчаного грунта высотой не менее 20 *см* по всему основанию траншеи является обязательной. Укладывать газопровод на какие-либо твердые выступы, подкладки и опоры (старые сваи, фундаменты, недействующие трубопроводы и т. п.) не разрешается. Газопровод в траншеи желательно укладывать снизу вверх по уклону.

Сборка колодцев в сухих грунтах производится на цементном растворе марки «100» с добавлением ускорителей схватывания, а в водонасыщенных грунтах — на холодной асфальтовой мастике, с устройством гидроизоляции наружной поверхности одним из следующих способов: а) обмазкой горячей мастикой; б) наклейкой трех слоев руберойда; в) штукатуркой раствором 1 : 2 на портландцементе, с добавлением церезита или алюмината натрия; г) нанесением торкрета в два слоя.

Перед установкой сальников необходимо произвести окалку проемов по всему периметру до оголения арматуры, которую после выправления следует приварить к корпусу сальника или к дополнительно укладываемой арматуре. Заделка проемов осуществляется бетоном марки М-150 на мелком щебне, с добавлением ускорителей схватывания. В водонасыщенных грунтах сальники, после окончательной заделки их, рекомендуется обложить с наружной стороны мятой глиной слоем не менее 30 *см*.

Уложенные на дно траншеи газопроводы после подбивки под них грунта освобождаются от деревянных заглушек и захватных приспособлений (захваты, мягкие широкие полотенца) и предъявляются приемщику эксплуатационной организации для внешнего осмотра, в ходе которого проверяется чистота внутренних поверхностей, качество изоляции и сварки, соответствие проектным данным уклонов и глубин заложения, количества отключающих и других устройств. Результаты осмотра оформляются актом. После осмотра газопровод предварительно засыпается вручную мелким, желательно просеянным грунтом, не содержащим органических включений и твердых предметов, на высоту 0,3—0,5 *м* от верхней образующей с оставлением сварных стыков в открытом виде и подвергается испытанию. Сборка отдельных узлов подземных газопроводов производится на сварке, кроме мест установки арматуры, и осуществляется по аналогии со сборкой надземных газопроводов.

3. Надземные межцеховые, цеховые и обвязочные газопроводы

Перед началом монтажных работ на существующих эстакадах, колоннах и опорах последние должны быть осмотрены и очищены от грязи и ржавчины. При этом вносить какие-либо изменения в конструкции эстакад, колонн и опор без указания проектной организации не разрешается. Все наиболее ответственные работы по подъему газопроводов на указанные сооружения должны выполняться под руководством ответственного лица (прораба или мастера).

Для укладки газопроводов на высоте применяются только инвентарные леса, подмости и люльки, изготовленные по специальным чертежам. Применение неинвентарных лесов и подмостей допускается как исключение при условии получения разрешения начальника или главного инженера монтажного участка. При работе на высоте без лесов, подмостей или люлек, что может иметь место при монтаже в условиях действующих цехов, необходимо пользоваться предохранительными поясами. При производстве работ по совмещенному графику по одной вертикали допускается приступать к ним только при наличии разрешения начальника или главного инженера монтажного участка с указанием в нем мер по защите рабочих мест, расположенных под верхним монтажным участком. При укладке газопроводов по наружным стенам зданий, в особенности под карнизами, необходимо предусматривать мероприятия по защите газопроводов от образования на них наледи. Для этой цели рекомендуется устраивать водостоки с крыш или покрывать газопроводы сверху специальными защитными козырьками.

До укладки газопровода должны быть нанесены оси и отметки опор на стенах здания, колоннах, эстакадах и других сооружениях, по которым намечена прокладка газопровода. Конструкции опор, подвесок и растяжек, а также места их расположения и допустимые расстояния между ними должны соответствовать проектным решениям. Отметки опор определяются при помощи нивелира, а в тех случаях, когда стены здания, особенно при укладке цеховых газопроводов, насыщены оборудованием — при помощи реек с делениями, шнуров и уровней. Подготовленные к монтажу узлы укладываются на заранее установленные опоры и подвески, прочность крепления которых должна быть предварительно проверена. При устройстве опор должны быть выполнены следующие основные требования.

а) При заделке кронштейнов в кирпичные или бетонные стены нижняя горизонтальная плоскость опорной конструкции в пределах толщины стены должна равномерно опираться на кирпичную кладку или бетон, а не на слой раствора, которым заделывается

кронштейн. Установка откосов к кронштейнам, заделываемым в стену, без устройства вертикальной опорной плоскости на ней не рекомендуется, так как возникающее в кронштейне горизонтальное усилие стремится вырвать его из стены.

б) При креплении опор к железобетонным колоннам опорные элементы должны быть надежно прижаты к телу колонны при помощи стяжных болтов, а горизонтальная плоскость опоры должна быть выверена по уровню.

в) При значительных тепловых удлинениях газопровода (главным образом цехового), подвески, на которых он крепится, должны быть установлены под небольшим углом к вертикали в сторону, противоположную направлению теплового удлинения.

г) На подвижных опорах к газопроводу в нижней его части приваривается защитная подошва толщиной 5—6 *мм*, предохраняющая газопровод от истирания и коррозии при тепловом перемещении. Подошва может быть изготовлена из полосовой или листовой стали, а также из отрезка трубы, разрезанного вдоль оси (полукольцо).

д) При сооружении колонн на фундаментах необходимо проверить горизонтальные плоскости фундамента и верхней части колонны по уровню, а вертикальность колонны — по отвесу.

Для выравнивания уклона газопровода допускается применять металлические подкладки, привариваемые к металлической опоре.

е) Растяжки и подвески, на которых крепится газопровод, должны снабжаться талрепами, обеспечивающими равномерное распределение нагрузки на опоры. Все металлические части опор должны покрываться масляной краской для защиты от коррозии.

До укладки газопровода на опоры следует убедиться в прочном закреплении опор и хорошем затвердении раствора у опор, заделанных в стены и фундаменты.

При промышленном изготовлении типовых или часто встречающихся узлов обвязочных газопроводов необходимо обращать особое внимание на точность натурных обмеров и соответствие их проектным данным. На монтажном участке отдельные узлы газопроводов, выполненные индустриальным порядком, могут укрупняться. После укладки на опоры трубные узлы освобождаются от деревянных пробок и соединяются между собой на сварке, а при наличии арматуры — на фланцах. При сборке узлов на фланцах сначала производят предварительную подготовку фланцевых соединений на болтах без установки прокладок между ними и при помощи специального щупа проверяют параллельность соприкасающихся поверхностей. При этом выравнивать перекосы фланцев при помощи натяга болтов не допускается, так как это связано с неравномерным сжатием прокладочных материалов и образованием в них очаговых неплотностей. Прокладки должны устанавливаться на чистые уплотнительные поверхности фланцев

и предварительно смазываться графитом во избежание прилипания их к уплотнительным металлическим поверхностям.

К установке на надземных газопроводах допускается применение П-образных и линзовых компенсаторов, прошедших контрольную проверку и имеющих сертификат. Эти компенсаторы могут устанавливаться в горизонтальном, вертикальном или наклонном положении. В зависимости от того, в какой период времени года монтируются компенсаторы, они могут быть растянуты или сжаты на величину, как правило, не превышающую 50% от значения теплового удлинения газопровода.

Растяжение или сжатие обычно производят при установке компенсатора на собранном газопроводе. При этом П-образный компенсатор устанавливается так, чтобы его ось симметрии была сдвинута от рабочего положения на одну четверть компенсирующей способности, в сторону того участка, где все стенки являются сваренными. Сварной стык, у которого намечено производить растяжку или сжатие компенсатора, во избежание его перекоса, не должен примыкать непосредственно к компенсатору. При установке на горизонтальном участке газопровода, имеющего уклон, боковые части П-образного компенсатора располагаются по уровню.

4. Сварка газопроводов

При сборке узлов газопроводов на предприятиях применяются два наиболее распространенных вида сварки — ручная электродуговая и газовая. С точки зрения качества сварного соединения предпочтение отдается ручной электродуговой сварке. Электродуговая сварка может применяться для труб диаметром более 20 *мм*. При толщинах стенок труб менее 5 *мм* и диаметре газопроводов менее 100 *мм* применяют газовую сварку. При электродуговой сварке свариваемые кромки труб расплавляются под действием высокой температуры вольтовой дуги, образующейся между электродом и свариваемыми трубами. При газовой сварке свариваемые кромки труб расплавляются под действием высокой температуры пламени при сгорании ацетилена в кислороде. Сборка узлов газопроводов на сварке является одним из важных и ответственных этапов монтажных работ, от него в конечном итоге зависит долговечность, надежность и безопасность эксплуатации газового хозяйства предприятий. Поэтому для обеспечения высокого качества сварных швов на газопроводах при сборке их должно быть обращено особое внимание монтажников как на подготовительные, так и на основные работы по сварке. Кромки труб при сварке должны быть тщательно очищены от грязи, ржавчины и жирных пятен как с внешней, так и с внутренней поверхности на длине 10—15 *мм*, а концы труб должны иметь правильную

окружность, отклонение от которой не должно превышать 1—1,5 *мм*.

Свариваемые трубы должны быть точно сцементированы при помощи специальных приспособлений, а кромки труб должны иметь правильную перпендикулярность и нормальный угол фасок. Отклонение торца от плоскости, перпендикулярной к образующей трубы, не должно превышать 1 *мм*. В стыке свариваемых труб не должно быть перелома и смещения осей. Образовавшийся просвет между ребром линейки длиной 400 *мм* и трубой на расстоянии 200 *мм* от сварного стыка не должен превышать 1 *мм*.

Величина зазора между кромками свариваемых труб после прихватки их должна быть в пределах, указанных в табл. 111.

Количество прихваток, длина и высота их должны быть в пределах значений, указанных в табл. 112.

Таблица 111

Величина зазора между кромками свариваемых труб

Толщина стенки трубы, *мм*	Зазор между кромками, *мм*
5—7	1,5 ± 0,5
8—9	2,5 ± 0,5
10—12	3,0 ± 0,5

Таблица 112

Количество и размер прихваток

Диаметр трубы, *мм*	Прихватка		
	Количество	Длина, *мм*	Высота, *мм*
До 100	Не менее 2	16	0,4 от толщины стенки трубы
От 100 до 300	Не менее 3	16—30	
Свыше 300	Через каждые 300 *мм* по длине окружности	30—50	

Прихватка является частью сварного шва, поэтому выполнение ее производится теми же электродами и поручается тем же сварщикам, которые сваривают основные стыки.

В зимнее время сварка стыков без подогрева концов труб может производиться при температуре наружного воздуха до минус 30° С, а сварка стыков с местным подогревом концов труб до температуры 200° С может производиться при температуре

наружного воздуха ниже минус 30° С. В том и другом случаях применяются высококачественные высушенные электроды, а над местом сварки устанавливаются брезентовые палатки или облегченные деревянные будки, обеспечивающие защиту от сильного ветра и атмосферных осадков.

Количество слоев в свариваемых швах и относительная высота их при ручной электродуговой сварке должны быть в пределах значений, указанных в табл. 113.

Таблица 113

Количество слоев сварки в сварных швах

Толщина стенки трубы, *мм*	Число слоев сварки в сварном шве	Номер слоя	Высота слоя шва в процентах к толщине стенки трубы
2,5—3	1	I	100 + усилие
4—5	2	I	60—80
		II	100 + усилие
6—9	3	I	20—25
		II	70—80
		III	100 + усилие
10—12	4	I	15—20
		II	50—60
		III	80—90
		IV	100 + усилие

Рекомендуемые режимы ручной электродуговой сварки стыков труб приведены в табл. 114.

Ручная электродуговая сварка газопроводов должна производиться специальными электродами типа Э-42, Э-42А, Э-50 и Э-50А, (по ГОСТ 2523-51), изготовленными из сварочной проволоки по ГОСТ 2246-54. В табл. 115 приводится характеристика этих электродов и рекомендуемая область их применения.

Размеры сварного шва для поворотных и неповоротных стыков труб должны быть в пределах значений, указанных в табл. 116.

В зависимости от местных условий газопроводы могут свариваться секциями или непрерывно. При секционном методе сварки, трубы размещаются на бровке траншеи (при подземной укладке) или у основания опор (при надземной укладке).

При непрерывном методе сварки трубы, размещаемые рядом с траншеей или опорами, собирают в длинную плеть. В условиях действующих предприятий пользуются преимущественно секционным методом, так как он обеспечивает лучшее качество сварки за счет удобного положения сварщика при наложении шва на поворотный стык (секция сравнительно легко поворачивается на 90°). Однако при сборке секций сварщику неизбежно приходится

Таблица 114

Режимы ручной электродуговой сварки стыков труб

Марка покрытия электродного стержня	Поворотные стыки			Неповоротные стыки		
	Номер слоя	Диаметр электрода, *мм*	Сила сварочного тока, *а*	Номер слоя	Диаметр электрода, *мм*	Сила сварочного тока, *а*
ОММ-5 и СМ-5	1	4	160—180	1	4	140—160
	2	5	210—250	2	4	140—160
	3—4	5	210—250	3—4	4	140—160
ЦМ-7	1	4	160—180	Не пригодны		
	2	5	210—240			
	3—4	5	210—240			
УОНИ-13/45	1	4	130—150	1	4	120—140
	2	5	170—180	2	4	130—150
	3—4	5	170—190	3—4	4	130—150
СМ-11	1	4	150—190	1	4	140—160
	2	5	190—250	2	4	140—160
	3—4	5	190—250	3—4	4	140—180
УП-2/45	1	4	150—240	1	4	140—180
	2	5	190—250	2	4	140—180
	3—4	5	200—250	3—4	4	140—180

встречаться с наложением шва на неповоротные стыки, когда поворот плети на 90° практически невозможен.

Поворотные и неповоротные стыки на газопроводах сваривают, как правило, путем наложения на них нескольких слоев наплавляемого металла.

На рис. 117*а* представлен порядок наложения на поворотных стыках прихваток, первого и последующих слоев сварки при пользовании ручной электродуговой сваркой. Последовательность сварки указана буквами, а направление движения электрода — стрелками.

Первый слой сначала накладывается на первый стык секции от точки *А* до точки *Б*, а затем от точки *Г* до точки *В*. После этого сварщик переходит ко второму стыку этой секции и сначала накладывает первый слой от точки *Г* до точки *А*, а затем от точки *В* до точки *Б*. В третьем стыке слой накладывается по аналогии с первым стыком, а в четвертом — по аналогии со вторым. После поворота секции на 90° сварщик в направлении от четвертого стыка к первому продолжает накладывать первый слой между точками *Г* и *А* и *В* и *Б*. При указанном способе наложения первого слоя шва на стыки, уменьшаются как трудозатраты, так

Таблица 115

Характеристика электродов и рекомендуемая область их применения

Тип электрода (по ГОСТ 2523-51)	Марка покрытия	Марка сварочной проволоки по ГОСТ 2246-54	Пригодность проволоки для сварки по положению в пространстве	Род тока и полярность	Область применения
Э42	ОММ-5	Св-08 Св-15	Во всех положениях	Переменный и постоянный	Сварка поворотных и неповоротных стыков трубопроводов из малоуглеродистой стали
	СМ-5	Св-08 Св-08А			
	ЦМ-7	Св-08 Св-15	В нижнем положении		Сварка поворотных стыков трубопроводов из малоуглеродистой стали
	ЦМ-7С				То же, с глубоким проплавлением
Э42А	УОНИ-13/45	Св-08 Св-08А	Во всех положениях	Постоянный, обратная полярность	Сварка поворотных и неповоротных стыков трубопроводов из малоуглеродистой и низколегированной сталей с повышенной пластичностью
	СМ-11			Переменный и постоянный	
	УП-2/45				
Э-50	УП-2/55	Св-08 Св-08А		Переменный и постоянный	Сварка поворотных и неповоротных стыков трубопроводов из среднеуглеродистой и низколегированной сталей
Э-50А	УОНИ-13/55	Св-08 Св-08А		Постоянный, обратная полярность	
	СМ-11/50			Переменный и постоянный	

Таблица 116

Размеры сварного шва, *мм*

Толщина стенки трубы	Ширина шва	Высота усиления	Применение шва для стыков
2,5—6	6—15	1,0—2,5	поворотных
		1,0—3,0	неповоротных
6—12	15—30	2,5—4,5	поворотных
		2,5—4,8	неповоротных

и возможности появления в прихватках опасных напряжений. Сказанное подтверждается тем, что секция поворачивается только один раз и только после того, когда в ней каждый стык уже приварен первым слоем на 50% от своей длины.

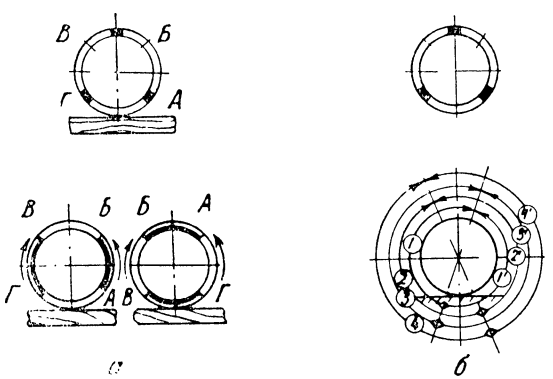


Рис. 117. Схема наложения слоев сварки: *а* — для поворотного стыка, *б* — для неповоротного стыка.

На рис. 117*б* представлен порядок наложения на неповоротные (потолочные) стыки прихваток первого и последующего слоев сварки при пользовании ручной электродуговой сваркой. На этом рисунке последовательность сварки указана цифрами, а направление движения электрода — стрелками.

Первый и последующие слои накладываются, как правило, в два приема. Сварку начинают снизу и заканчивают вверху, при этом начало и конец каждого нового слоя смещают на 50—70 *мм* относительно начала и конца предыдущего слоя. При многослойной сварке поверхность стыков очищают от загрязнений и шлака, а брызги и наплывы металла на них — срубают.

На поворотных и неповоротных стыках при наложении слоев сварки на них электрод рекомендуется перемещать снизу вверх,

так как при этом легче и лучше обеспечивается глубокий и более качественный провар металла.

При газовой сварке газопроводов могут применяться левый и правый способы сварки. При левом способе впереди перемещается присадочная проволока, а за ней справа налево перемещается горелка. При этом способе шов имеет лучший внешний вид за счет удобства управления процессом сварки и наблюдения за ванной. При правом способе впереди, слева направо, перемещается горелка, а за ней, между швом и горелкой, перемещается присадочная проволока. При этом способе пламя защищает шов от воздействия на него кислорода и азота, содержащихся в воздухе. Для газовой сварки газопроводов рекомендуется применять левый способ сварки.

Присадочная проволока, применяемая для сварки, должна быть изготовлена из стали марки Св-08 и Св-08А, а для сварки особо ответственных узлов — из стали марки Св-15Г и Св-10ГС.

Угол наклона горелки к свариваемому стыку и диаметр присадочной проволоки находятся в прямой зависимости от толщины стенки свариваемых труб. При левом способе сварки труб угол наклона горелки и диаметр присадочной проволоки рекомендуется выбирать в пределах, приведенных в табл. 117.

Таблица 117

Диаметр присадочной проволоки и угол наклона горелки при левом способе газовой сварки

Толщина стенки трубы, *мм*	Угол наклона горелки, градус	Диаметр присадочной проволоки, *мм*
До 1	10	1,5
1—3	20	2,5
3—5	30	3,5
5—7	40	4,5
7—10	50	6,0
10—12	60	7,0

Для сварки малоуглеродистых сталей ацетилено-кислородным пламенем рекомендуется нормальный характер этого пламени. Для получения нормального характера пламени соотношение кислорода и ацетилена в горючей смеси должно быть соответственно 1,0 : 1,2. При этом соотношении ядро пламени имеет резко очерченную форму с ярко светящейся оболочкой, плавно закругляющуюся на конце.

Зазор между кромками свариваемых труб при угле фасок на них, не превышающем 45°, может приниматься от 1,5 до 2,5 *мм*

(в зависимости от диаметра труб). Поворотные и неповоротные стыки на газопроводах при пользовании газовой сваркой допустимо сваривать путем наложения на них одного или двух слоев наплавляемого металла в направлении снизу вверх.

Газовая сварка труб производится с обязательным уплотнением шва. Для этой цели после заварки каждого участка шва длиной 40—50 *мм* производится уплотнение его ударами слесарного молотка, имеющего закругленный боек.

В процессе газовой сварки происходит выгорание углерода, кремния и марганца из металла труб. Вследствие этого в трубах, в месте их сварки, ухудшаются химические и механические свойства металла. По этой причине действующими правилами безопасности Госгортехнадзора газовая сварка газопроводов допускается только для труб малого диаметра (до 114 *мм*).

Качество сварки определяет надежность, безопасность и долговечность газопроводов. Поэтому оперативный и надежный контроль сварных соединений газопроводов имеет важное значение для повышения качества и культуры строительно-монтажных работ. В этой связи целесообразно рассмотреть дефекты в сварных швах и причины, их вызывающие.

Ослабление шва характеризуется уменьшенной толщиной сварного шва по сравнению с толщиной свариваемых труб. Ослабление может быть очагового (в виде отдельных незаплавленных кратеров) или удлиненного вида. Ослабление шва возникает от превышения нормальной скорости сварки и приводит к понижению прочности сварного шва в целом.

Излишнее усиление шва характеризуется завышенной толщиной сварного шва по сравнению с толщиной свариваемых труб. Излишнее усиление шва приводит к появлению дополнительных напряжений в зоне шва, возникающих вследствие неравномерной усадки наплавленной массы металла. Излишнее усиление возникает от уменьшения нормальной скорости сварки и приводит к понижению прочности сварного соединения в целом.

Плохое формирование шва характерно образованием большой чешуйчатости, наплывов и сосулек и возникает вследствие нарушения нормального режима сварки.

Подрезы характерны уменьшением толщины свариваемых труб в месте образования сварного шва. Они уменьшают сечение труб рядом со швом и являются местом образования очаговых напряжений, уменьшающих прочность газопровода.

Непровары могут быть прерывистыми или сплошными и характеризуются неполным заполнением разделки стыков, наплавляемым металлом или недостаточным соединением шва с кромками труб. Непровары являются причиной образования внутренних напряжений в зоне шва и относятся к числу опасных дефектов. Непровары образуются в результате неправильной подгонки

кромок труб, недостаточного прогрева концов труб и нарушения нормального режима сварки.

Шлаковые включения образуются вследствие попадания в сварочную ванну неметаллических частиц, которые в процессе остывания и кристаллизации металла не успевают всплывать на поверхность ванны. Образование шлаковых включений получается в результате появления на кромках свариваемых труб окалины, грязи и ржавчины. Скопление шлаковых включений уменьшает сечение шва и приводит к общему уменьшению прочности сварного соединения труб.

Газовые поры в швах образуются вследствие большой газонасыщенности ванны и быстрого остывания расплавленного металла. Поры могут выступать на поверхность шва или оставаться внутри, быть одиночными, групповыми или располагаться цепочкой. Особенно опасны сквозные поры (свищи) и прожоги, так как, кроме уменьшения прочности шва, они приводят к появлению в швах неплотностей, способствующих образованию утечек газа из газопроводов. Газовые поры возникают от наличия на кромках свариваемых труб окалины, ржавчины и пыли и попадания влаги в зону сварки с отсыревших покрытий электродов.

Пережог характерен образованием серого оттенка поверхности наплавленного металла, рыхлого строения шва и его пониженной прочности. При газовой сварке пережог получается в результате избытка кислорода в ацетилено-кислородном пламени.

Трещины в швах относятся к наиболее опасным дефектам, так как они понижают статическую прочность и в результате местного образования напряжений резко снижают динамическую и вибрационную прочность сварного шва. Как правило, они имеют очень малую ширину. Поэтому обнаружение их как при внешнем осмотре, так и при помощи физических методов контроля связано со значительными трудностями.

По характеру своего образования трещины могут быть: а) горячими, образующимися непосредственно после кристаллизации при температуре 1100—1300° С и расположенными по стыку кристаллов и границам зерен. Горячие трещины образуются в результате наличия полужидких прослоек между кристаллами металла шва в конце затвердевания и действия на них растягивающих напряжений; б) холодными, образующимися при температуре 100—300° С или при нормальной температуре непосредственно после остывания зоны шва или спустя длительный период времени после окончания сварки. Холодные трещины образуются в основном в результате больших напряжений, возникающих в зоне шва в процессе распада твердого раствора и скоплений молекулярного водорода в пустотах металла; в) усталостными, образующимися в зоне сварных швов после длительной эксплуатации в условиях ударных и вибрационных нагрузок.

Согласно действующим правилам безопасности Госгортехнадзора в объем работы по проверке качества сварки, проводимой строительно-монтажной организацией, входят: а) проверка качества применяемых материалов и соответствия их техническим условиям; б) пооперационный контроль в процессе сборки и сварки стыков и приемка готовых стыков по внешнему виду; в) физические методы контроля стыков, сваренных электродуговой и газовой сварками; г) механические испытания 0,5% контрольных стыков, выполненных электродуговой и газовой сварками, и 2% контрольных стыков, выполненных стыковой контактной сваркой, считая от общего числа стыков, сваренных каждым сварщиком.

Пооперационный контроль предусматривает проверку правильности снятия фасок, отсутствие вмятин в кромках, правильности прихваток и наложения слоев сварки, соответствия высоты усиления сварных стыков нормативным данным.

Сварные стыки, выполненные контактной сваркой, физическим методам контроля не подвергаются. Количество стыков, подлежащих проверке физическими методами контроля, в % от общего количества сварных стыков, приведено в табл. 118.

Таблица 118

Количество сварных стыков, подлежащих проверке физическими методами контроля

Наименование газопроводов	Процент подлежащих проверке стыков от общего количества при давлении			
	низком (до 0,05 *кГ/см²*)	среднем (свыше 0,05 до 3,0 *кГ/см²*)	высоком (свыше 3,0 до 6,0 *кГ/см²*)	высоком (свыше 6,0 до 12 *кГ/см²*)
Межцеховые подземные и цеховые в каналах	5	10	50	100
Межцеховые и цеховые надземные, в том числе ГРП	Не подлежат		2	2

Примечание. Проверке подлежат стыки (не менее одного) из числа стыков, сваренных каждым сварщиком на объекте.

При проверке физическими методами контроля сварные стыки бракуются при наличии следующих дефектов: а) трещины любых размеров и направлений; б) непровар глубиной 10% от толщины стенки трубы; в) шлаковые включения или раковины по группам А и В ГОСТ 7512-55 размером по глубине шва более 10% от толщины стенки труб; г) скопление включений и пор, расположенных цепочкой или сплошной линией вдоль шва, по группе Б ГОСТ 7512-55 при суммарной их длине, превышающей 200 *мм* на 1 *м*

шва; д) газовые поры, расположенные в виде сплошной сетки, независимо от их глубины; е) скопление газовых пор в отдельных участках шва по группе Б ГОСТ 7512-55 свыше 5 шт. на 1 $см^2$ площади шва.

Разрешается исправление стыка путем вырубки дефектной части и заварки заново с последующей повторной проверкой качества его физическими методами контроля, если дефектная часть шва менее 30% его длины.

Для механических испытаний сварных стыков, выполненных электродуговой и газовой сварками, из стыка вырезаются три образца с неснятым усилением (без строжки) для испытания на растяжение и три образца со снятым усилением для испытания на изгиб. Для механических испытаний сварных стыков, выполненных контактной сваркой, для испытания на изгиб вырезаются 6 образцов при диаметре труб до 529 *мм* и 12 образцов при диаметре труб более 529 *мм*.

Изготовление и механические испытания образцов производятся в соответствии с ГОСТ 6996-54.

Результаты механических испытаний сварных стыков, выполненных электродуговой и газовой сварками, определяются как среднее арифметическое из трех образцов. При этом для одного из образцов допускается отклонение в сторону уменьшения на 10% от допустимого предела прочности и на 10% от допустимого угла загиба.

Допустимый предел прочности сварного стыка должен быть не менее нижнего предела прочности материала труб, а допустимый угол загиба не менее 120° для электродуговой сварки и не менее 100° — для газовой сварки.

Результаты механических испытаний стыков на сплющивание считаются положительными, если величина просвета между стыками трубы при появлении первой трещины будет не более трех толщин стенки трубы для труб с диаметром до 50 *мм* и не более четырех толщин стенки для труб с диаметром от 50 до 70 *мм*.

Результаты механических испытаний стыков, выполненных контактной сваркой, определяются как среднеарифметическое из числа шести образцов, при этом стык бракуется, если средний угол загиба будет менее 100° или если хотя бы один образец будет иметь угол загиба менее 40°.

При получении неудовлетворительных результатов по какому-либо виду указанных выше механических испытаний стыков должно производиться повторное испытание по этому же виду на удвоенном количестве образцов.

Заслуживает внимания предложенная Н. Л. Стаскевичем в «Справочном руководстве по газоснабжению» балльная система оценки качества сварных швов, которая прочно вошла в практику монтажа газового хозяйства Ленинграда.

Оценка качества сварных швов по этой системе производится по следующим основным признакам.

Баллом 3 оцениваются сварные швы, не имеющие ни одного из дефектов по внешнему осмотру, а также если на гамма- и рентгеноснимках отсутствуют признаки непровара, трещины любых размеров и направлений, скопления или цепочки газовых пор и шлаковых включений по группе Б и В ГОСТ 7512-55. Для балла 3 допускается наличие отдельных, ничтожных по размерам шлаковых включений и пор. Сварные швы, оцененные баллом 3, считаются бездефектными и подлежат приемке.

Баллом 2 оцениваются сварные швы, удовлетворяющие требованиям внешнего осмотра и при условии отсутствия на гамма- и рентгеноснимках трещин любых размеров и паправлений. Для балла 2 допустимы следующие отдельные микродефекты:

1. Непровар при односторонней сварке в корне и по кромкам шва до 10% от толщины основного металла. При сварке на подкладных кольцах непровар не допускается.

2. Поры, при условии что: а) их площадь не превышает 2,5% площади шва при ручной дуговой сварке и 2% при автоматической сварке; б) они не расположены цепочкой по высоте шва. При подсчете площади шва усиление в расчет не принимается.

3. Шлаковые включения, при условии что: а) площадь их не превышает 2% площади шва при ручной дуговой сварке и 1,5% при автоматической сварке; б) включения не расположены цепочкой по высоте шва.

Для балла 2 допустимы и следующие комбинированные дефекты:

1. Поры и шлаковые включения, при условии что: а) площадь их не превышает 2% площади шва (без усиления) при ручной дуговой сварке и 1,5% при автоматической; б) они не расположены цепочкой по высоте шва.

2. Поры и непровар при условии, что поры не расположены по одной осевой линии с непроваром, а величина непровара и наибольшего размера пор не превышает 10% от толщины стенки трубы.

3. Шлаковые включения и непровар при условии, что включения не расположены на одной осевой линии с непроваром, а величина непровара и наибольшего линейного размера включений не превышает 10% от толщины стенки трубы.

Сварные швы, оцененные баллом 2, подлежат приемке для газопроводов не особенно высокой ответственности.

Баллом 1 оцениваются сварные швы, удовлетворяющие требованиям внешнего осмотра, но имеющие любой из следующих дефектов по гамма- и рентгеноснимкам: трещины любых размеров и направлений, непровары по сечению шва, непровары в ширине шва глубиной более 10% от толщины стенки, шлаковые включе-

ния, расположенные цепочкой или сплошной линией вдоль шва, скопления газовых пор или их расположение цепочкой или сплошной сеткой. Сварные швы, оцененные баллом 1, подлежат полному удалению или частичной вырубке, если длина дефектной части меньше 30% от общей длины стыка. Исправленная часть сварного шва должна быть подвергнута повторному просвечиванию. При оценке сварного шва по гамма- и рентгеноснимкам баллом 1 производится дополнительное просвечивание не менее пяти стыков, сваренных сварщиком на контролируемом объекте.

5. ГРП и пункты замера расхода газа

Монтаж газопроводов, находящихся в границах ГРП и пункта замера расхода газа, производится по аналогии с надземными газопроводами. Все технологическое оборудование ГРП и пункта замера расхода газа до установки его на отведенном месте должно быть подвергнуто тщательному наружному осмотру для выявления и устранения всех дефектов, которые могли возникнуть в процессе транспортировки и хранения в складских помещениях. После этого необходимо очистить от грязи, пыли, ржавчины и консервирующей смазки все основные конструктивные узлы этого оборудования путем промывки их чистым бензином.

Оборудование ГРП и пункта замера расхода газа должно быть расположено в строгом соответствии с проектом и так, чтобы направление стрелок, отлитых на корпусах оборудования, совпадало с направлением движения газа в газопроводе. Положение осей штурвалов запорной арматуры в пространстве должно указываться в проекте, а при отсутствии таких указаний оно должно быть выбрано по месту с учетом конструктивной особенности арматуры и удобства пользования ею в процессе эксплуатации и ремонта.

Подъем и перемещение арматуры и оборудования, в особенности тяжелого, должны производиться при помощи механизмов и надежных захватных приспособлений с принятием мер предосторожности. При этом стропить нужно так, чтобы возможность повреждения штурвалов, шпинделей, рычагов, счетных механизмов и других деталей, имеющихся на оборудовании и арматуре, была исключена.

Опоры под оборудование должны быть надежными, так как возникающие в процессе испытаний усилия, действующие на эти опоры, могут достигать значительных величин.

При врезке импульсных и продувочных трубопроводов необходимо следить за тем, чтобы они не входили в пределы внутреннего сечения основного газопровода и не имели зауженного сечения от заплавления его металлом при сварке.

Монтаж технологического оборудования ГРП и пунктов замера расхода газа следует производить в строгом соответствии

с инструкциями заводов-изготовителей. Несмотря на эту ссылку, необходимо обратить внимание монтажников на следующее.

При установке регуляторов давления и предохранительных запорных клапанов нужно следить за тем, чтобы они располагались строго вертикально, так как от этого зависит устойчивая работоспособность этого оборудования.

При установке ротационных газовых счетчиков необходимо следить за тем, чтобы они располагались также строго вертикально. Для этой цели фланец на газопроводе, примыкающий к нижней части счетчика, должен устанавливаться по уровню и иметь надежную опору, недопускающую вибраций.

При установке измерительных диафрагм должна быть обеспечена соосность отверстий газопровода и диафрагмы, а также перпендикулярность торца сужающего отверстия в диафрагме к оси газопровода. Кроме этого, необходимо следить за тем, чтобы все сварные врезки и соединения до и после диафрагмы были выполнены аккуратно, без возможного образования ими завихрений потока газа. При этом врезка штуцера для замера и регистрации давления газа перед диафрагмой может производиться на расстоянии от нее не менее 5 диаметров газопровода.

Импульсные коммуникации следует укладывать по кратчайшему расстоянию. Импульсные трубки, по которым передается статическое давление газа, должны иметь внутренний диаметр не менее 12 *мм* и протяженность, не превышающую 30 *м*.

При установке в ГРП регистрирующих приборов, имеющих электродвигатель, их следует размещать в изолированном от ГРП помещении. На импульсных трубках к этим приборам, в пределах помещения ГРП, должны быть установлены разделительные сосуды, предотвращающие возможность проникновения газа непосредственно к регистрирующим приборам.

6. Испытания газопроводов и ГРП

Все вновь построенные и капитально отремонтированные газопроводы на предприятиях должны подвергаться испытанию на прочность и плотность. До начала испытаний газопровод следует продуть через один из концевых участков воздухом для удаления из него оставшейся окалины, грязи и посторонних предметов.

Во избежание истирания уплотнительных поверхностей арматуры продувку целесообразно проводить до ее установки на газопроводе.

Испытание газопроводов на прочность осуществляется строительно-монтажной организацией. Испытание газопроводов на плотность производится строительно-монтажной организацией при участии представителя предприятия. О проведении испытаний составляется акт с указанием результатов испытаний.

Испытание газопроводов на прочность и плотность, за исключением испытаний на прочность надземных газопроводов с давлением свыше 3 *кГ/см*^{2}, производится воздухом. Надземные газопроводы с давлением свыше 3 *кГ/см*^{2} на прочность должны испытываться водой. При испытании водой для удаления воздуха из газопровода на нем в верхней его части должны быть предусмотрены штуцера с кранами (вантузы), так как образование воздушных мешков на газопроводе в этом случае не допускается. Кроме того, расстояние между опорами и конструкции опор под газопровод должны быть выбраны из расчета заполнения его на период испытания водой.

При больших диаметрах надземных газопроводов или проведении испытаний в зимнее время допускается замена испытания на прочность водой испытанием на прочность воздухом. При этом должны быть предусмотрены мероприятия, обеспечивающие безопасность проведения испытаний, так как при раскрытии сварных швов газопровод может быть сброшен с опор, что вызовет большие разрушения.

К этим мероприятиям следует отнести: а) испытания газопроводов на прочность воздухом могут производиться только с разрешения руководства строительно-монтажной организации и при участии в испытании ответственного лица от нее; б) газопровод должен быть надежно уложен на опоры и прочно закреплен в неподвижных точках, намеченных по проекту; в) воздушный компрессор должен быть удален от испытываемого участка газопровода на расстоянии не менее 10 *м*; г) обслуживающий персонал, занятый в процессе испытаний, должен находиться либо в укрытии, либо на безопасном расстоянии от испытываемого участка газопровода; д) опасная зона испытаний газопровода должна быть отмечена указателями. Допуск посторонним лицам в опасную зону не должен быть разрешен; е) в цехах, попадающих в опасную зону испытаний, должны быть разработаны специальные мероприятия, обеспечивающие безопасность работы людей и оборудования на период испытания.

Величина давления при испытании на прочность и плотность, время выдержки и нормы падения давлений (утечки) в газопроводах и ГРП принимаются по действующим правилам безопасности Госгортехнадзора, а также по дополнительным инструкциям к ним, согласованным с местными органами Госгортехнадзора.

7. Приемка систем газоснабжения

Приемка полностью законченных строительством систем газоснабжения предприятий производится при наличии промежуточных актов на скрытые работы, актов испытания и технической приемки межцеховых, цеховых и обвязочных газопроводов, центральных и цеховых ГРП и акта хозяйственной приемки

газового хозяйства предприятий заказчиком от генерального подрядчика.

Приемка осуществляется межведомственной комиссией, назначаемой приказом по предприятию. В состав межведомственной комиссии должны входить представители следующих организаций: председатель — директор или главный инженер предприятия, члены — представители от генеральной подрядной организации, Управления Горгаза, Госгортехнадзора РСФСР, районного Управления пожарной охраны, районной санэпидстанции и ответственный за газовое хозяйство предприятия.

При наличии на предприятии особо сложного оборудования заказчик по требованию комиссии должен привлекать специализированную организацию для участия в приемке. Межведомственная комиссия должна проверить правильность и комплектность составления исполнительной документации, соответствие ее проекту и требованиям правил безопасности Госгортехнадзора. Комиссии предоставляется право подвергнуть сплошному наружному осмотру все сооружения, входящие в газовую систему, проверить действие защитно-предохранительной, регулирующей и запорной арматуры, проверить любые участки газопровода путем разборки фланцевых или резьбовых соединений или вырезки отдельных сварных стыков, а также право на повторное испытание газопроводов.

При сдаче газовой системы межведомственной комиссии заказчиком должны быть предъявлены следующие документы: а) утвержденный и согласованный с Горгазом проект, по которому выполнялись работы; б) документы о согласовании с проектной организацией всех отступлений от проекта или правил; в) исполнительные чертежи в объеме и масштабе проекта в двух экземплярах, со спецификацией материалов и оборудования; г) акт на разбивку трассы газопроводов; д) журналы производства работ, сварки и изоляции стыков; е) схема сварных стыков, с указанием номеров стыков, клейма сварщиков, характеристики стыков (поворотные, неповоротные), мест вырезки контрольных или дефектных стыков; ж) список сварщиков, с указанием в нем номеров сварщиков и времени выдачи им дипломов; з) акт об очистке внутренней полости труб; и) акт о проверке глубины заложения, уклона, постели и изоляции подземного газопровода; к) заключение по просвечиванию контрольных стыков; л) сертификаты или технические паспорта на трубы, сборники конденсата, гидравлические затворы, компенсаторы и другие фасонные части, а также на технологическое оборудование ГРП, КИП, запорную арматуру, приборы автоматики, присадочные и изоляционные материалы, применяемые при строительстве систем газоснабжения; м) акт испытания газопроводов и ГРП; н) акт на приемку систем отопления и освещения ГРП.

До приемки смонтированных систем газоснабжения предприятий межведомственной комиссией запрещается присоединение системы к действующим газопроводам. Приемка межведомственной комиссией систем газоснабжения предприятий оформляется актом, являющимся разрешением на присоединение к действующим газопроводам и на ввод систем газоснабжения в эксплуатацию.

Если система газоснабжения, принятая межведомственной комиссией, не была введена в эксплуатацию в течение 6 месяцев, то необходимо произвести повторное испытание ее и проверить комплектность и исправность газового оборудования, арматуры, КИП и защитно-предохранительных устройств.

На основании приемочного акта, составленного межведомственной комиссией, предприятие имеет право сделать заявку в трест или контору газового хозяйства Горгаза на подключение (врезку) газовой системы к действующим распределительным газопроводам и пуск газа в систему. При подключении (врезке) к действующим распределительным газопроводам вводов или ответвлений к предприятиям за главными отключающими устройствами, установленными на них, должны предусматриваться заглушки. По окончании врезки заглушки вынимаются, и газовая система заполняется газом. При этом вытеснение воздуха из газопроводов производится через специальные продувочные трубопроводы, устанавливаемые на межцеховых, цеховых и обвязочных газопроводах и в ГРП.

Газопроводы при заполнении их газом должны продуваться до полного вытеснения из них воздуха. Конец продувки определяется путем химического анализа или сжигания отбираемых проб. При анализе содержание кислорода в газе не должно превышать 1%. При сжигании проб газа сгорание их должно происходить спокойно, без хлопков.

После заполнения газопроводов газом система газоснабжения считается находящейся в эксплуатации, независимо от отсутствия отбора газа из нее.

ЛИТЕРАТУРА

Авдеев В. Д. О схемах регулирования процессов горения при сжигании газа и мазута на электростанциях Мосэнерго. Сб. «Использование газа в теплосиловых установках». Гостоптехиздат, 1959.

Берхман В. Е. Графический метод определения пропускной способности регуляторов давления прямого действия и потерь давления в газовых фильтрах. Сборник работ Ленгипроинжпроекта, 1961.

Бородин И. В. Справочник молодого трубоукладчика. Профтехиздат, 1960.

Бородин И. В. Строительно-монтажные работы по газоснабжению. Гостоптехиздат, 1960.

Вигдорчик Д. Я. и Ширман А. Д. Усовершенствование регуляторов давления РД-32 и РД-50. Газовая промышленность, № 9, 1960.

Вигдорчик Д. Я. Испытание регуляторов давления РД-32М и РД-50М. Газовая промышленность, № 6, 1961.

Журавлев В. А. и Лисицин С. Н. Справочник по монтажу внутрицеховых трубопроводов. Госстройиздат, 1958.

Железнякова М. А. и Клюева Е. П. Устройство и эксплуатация газового хозяйства коммунальных предприятий. Издательство МКХ РСФСР, 1955.

Изготовление и монтаж технологических трубопроводов. Справочное руководство. Машгиз, 1960.

Кортунов А. Газовая промышленность на новом этапе своего развития. Газовая промышленность, № 1, 1962, стр. 1.

Курюкин С. А. Принципиальные схемы вводов газопроводов, газорегулировочных пунктов (ГРП) и обвязок агрегатов, переводимых на газовое топливо в промышленных и коммунально-бытовых предприятиях. Сборник работ Ленгипроинжпроекта, 1961.

Мартыновский Д. М. Устройство и эксплуатация газопроводов промышленных предприятий. Гостоптехиздат, 1954.

Миронов К. А. и Шипетин Л. И. Теплотехнические измерительные приборы. Машгиз, 1958.

Миронов К. А. и Шипетин Л. И. Автоматические регуляторы. Машгиз, 1961.

Млодок Б. И. Автоматическое оборудование для газорегулировочных пунктов. Ленинградский дом научно-технической пропаганды, 1959.

Универсальный регулятор давления конструкции Казанцева РДУК2-200. Мосгазпроект. Информационное сообщение, № 8, 1961.

Универсальный регулятор давления газа типа РДУК. Мосгазпроект. Информационное сообщение, № 10, 1960.

Универсальный регулятор давления газа типа РДУК2-50. Мосгазпроект. Информационное сообщение, № 6, 1961.

Малогабаритный предохранительный запорный клапан типа ПКВ и ПКН. Мосгазпроект. Информационное сообщение, № 7, 1961.

Нечаев М. А. Техника безопасности при транспортировке, распределении и использовании газового топлива. Гостоптехиздат, 1960.

Никитин М. С., Долгицер Л. З. Краткий справочник газосварщика и газорезчика. Машгиз, 1960.

Правила безопасности в газовом хозяйстве населенных пунктов и при использовании газа промышленными, коммунальными и бытовыми потребителями. Госгортехнадзор РСФСР. Госгортезиздат, 1961.

Правила 27-54 по применению и проверке расходомеров с нормальными диафрагмами, соплами и трубами Вентури. Комитет стандартов, мер и измерительных приборов при Совете Министров СССР. Машгиз, 1955.

Правила защиты подземных металлических сооружений от коррозии. СН-28-58. Госстройиздат, 1958.

Инструкция по монтажу и эксплуатации клапана блокировки газ — воздух. Промэнергогаз. 1960.

Стаскевич Н. Л. Газоснабжение городов, т. I и II. Гостоптехиздат, 1954.

Стаскевич Н. Л. Справочное руководство по газоснабжению. Гостоптехиздат, 1960.

Столпнер Е. Б., Эстеркин Р. И. Наладка и эксплуатация систем газоснабжения котельных установок. Гостоптехиздат, 1961.

Стрельцов Н. Н., Белоусов А. И., Резнов Н. М., Рохваргер А. З. Схемы газоснабжения промышленных предприятий. Сб. «Использование газа в промышленных печах и котельных установках г. Москвы». Гостоптехиздат, 1959.

Теплотехнический справочник. Госэнергоиздат, 1958.

Технические условия на производство и приемку работ по устройству газовых сетей городов, населенных пунктов и промышленных предприятий. СН-117-60. Госстройиздат, 1960.

Указания по определению нагрузок, действующих на опоры трубопроводов и допускаемых пролетов между их опорами. Отдел научно-технической пропаганды, М., 1959.

Чепель В. М. Сжигание газа в топках котлов и печей и обслуживание газового хозяйства предприятий. Гостоптехиздат, 1961.

Яковлев Л. Г. Автоматические приборы контроля и регулирования газа. Машгиз, 1950.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Стр.

Предисловие 3

Глава I. **Системы газоснабжения предприятий** 5

1. Общая часть . . . . . —
2. Схемы вводов распределительных газопроводов на территории предприятий 8
3. Схемы межцеховых газопроводов 10
4. Схемы газорегулировочных пунктов (ГРП) и пунктов замера расхода газа 22
5. Схемы цеховых газопроводов 38
6. Схемы обвязочных газопроводов на агрегатах 42

Глава II. **Элементы газопроводов** 61

1. Трубы . . . . . —
2. Фасонные части 65
3. Арматура и другие устройства 107

Глава III. **Устройство газопроводов** 133

1. Общая часть . . . . . —
2. Подземные газопроводы . . . . . —
3. Надземные газопроводы 143
4. Цеховые газопроводы 154
5. Обвязочные газопроводы на агрегатах 159

Глава IV. **Устройство ГРП и пунктов замера расхода газа** 160

1. Устройство ГРП . . . . . —
2. Регуляторы давления 164
3. Регулирующие клапаны 202
4. Предохранительные клапаны 209
5. Газовые фильтры 224
6. Пункты замера расхода газа 232

Глава V. **Контроль работы систем газоснабжения** 242

Глава VI. **Монтаж газопроводов, ГРП и пунктов замера расхода газа** 266

1. Общая часть . . . . . —
2. Подземные межцеховые газопроводы 267
3. Надземные межцеховые, цеховые и обвязочные газопроводы 273
4. Сварка газопроводов 275
5. ГРП и пункты замера расхода газа 287
6. Испытания газопроводов и ГРП 288
7. Приемка систем газоснабжения 289

Литература 29

Серафим Андреевич Курюкин

Системы газоснабжения предприятий

Научный редактор *Я. С. Глозштейн*

Ведущий редактор *З. Г. Сегаль*

Технический редактор *А. Б. Ящуржинская*

Корректоры: *Г. Г. Полонская* и *Э. М. Швецова*

Сдано в набор 21/VI 1962 г. Подписано к печати 20/VIII 1962 г. Формат бумаги 60×90¹/₁₆. Печ. л. 18¹/₂. Усл. л. 18,5. Уч.-изд. л. 18,20. Тираж 11500 экз. Индекс 28—4(5)—3. М-71198.

Гостоптехиздат. Ленинградское отделение.
Ленинград, ул. Ломоносова, 22.
Издательский № 445. Заказ 699.
Типография «Красный Печатник».
Ленинград, Московский проспект, 91.
Цена 1 р. 06 к.