


Учреждение образования  
«Брестский государственный технический университет»  
Факультет инженерных систем и экологии  
Кафедра теплогазоснабжения и вентиляции


СОГЛАСОВАНО

Заведующий кафедрой

 В.Г.Новосельцев  
« 28 » 12 2022 г.

СОГЛАСОВАНО

Декан факультета

 О.П.Мешник  
« 28 » 12 2022 г.

ЭЛЕКТРОННЫЙ УЧЕБНО-МЕТОДИЧЕСКИЙ  
КОМПЛЕКС  
ПО УЧЕБНОЙ ДИСЦИПЛИНЕ  
«ГАЗОСНАБЖЕНИЕ»

для специальности: 1 - 70 04 02 Теплогазоснабжение, вентиляция и охрана воздушного бассейна

Составитель:

С. Р. Сальникова – старший преподаватель кафедры теплогазоснабжения и вентиляции Учреждения образования «Брестский государственный технический университет»

Рассмотрено и утверждено на заседании Научно-методического совета БрГТУ протокол №3 от 29.12.2022 г.

пр. н УМК 22/23 - 83

## ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

### **Актуальность изучения дисциплины**

Дисциплина «Газоснабжение» является основой профессиональной подготовки специалистов по специальности 1-70 04 02 «Теплогазоснабжение, вентиляция и охрана воздушного бассейна».

Целью преподавания дисциплины «Газоснабжение» является подготовка специалистов, способных осуществлять проектирование, строительство и эксплуатацию сетей газоснабжения, оборудования зданий и сооружений.

Задачи изучения дисциплины:

- получение знаний об устройстве внутренних и наружных сетей газоснабжения, газопотребляющих установках, источниках газоснабжения, методах сжигания газообразного топлива, принципах расчета сетей и сооружений;
- приобретение умения осуществлять проектирование, строительство, эксплуатацию инженерных сетей и сооружений; анализировать полученные результаты по расчету систем, изучать по информативным источникам технические характеристики новейшего оборудования и решать вопросы о возможности и целесообразности его применения.

ЭУМК разработан на основании Положения об учебно-методическом комплексе на уровне высшего образования, утвержденного Постановлением Министерства образования Республики Беларусь от 26 июля 2011 г., № 167, и предназначен для реализации требований учебной программы по учебной дисциплине «Вентиляция» для специальности 1-70 04 02 «Теплогазоснабжение, вентиляция и охрана воздушного бассейна». ЭУМК разработан в полном соответствии с утвержденной учебной программой по учебной дисциплине компонента учреждения высшего образования «Газоснабжение».

### **Цели ЭУМК:**

- обеспечение качественного методического сопровождения процесса обучения;
- обеспечение открытости и доступности образовательных ресурсов путем размещения ЭУМК в локальной сети университета;
- организация эффективной самостоятельной работы студентов.

Структура электронного учебно-методического комплекса по дисциплине «Газоснабжение»:

**Теоретический раздел** ЭУМК содержит материалы для теоретического изучения учебной дисциплины и представлен конспектом лекций.

**Практический раздел** ЭУМК содержит материалы для проведения практических занятий в виде методических указаний для выполнения курсового проекта и лабораторных учебных занятий в виде лабораторного практикума.

**Раздел контроля знаний** ЭУМК содержит примерный перечень вопросов, выносимых на экзамены, позволяющих определить соответствие результатов учебной деятельности обучающихся требованиям образовательных стандартов высшего образования и учебно-программной документации образовательных программ высшего.

**Вспомогательный раздел** включает учебную программу учреждения высшего образования по учебной дисциплине «Газоснабжение».

#### **Рекомендации по организации работы с ЭУМК:**

– лекции проводятся с использованием представленных в ЭУМК теоретических материалов, часть материала представляется с использованием персонального компьютера и мультимедийного проектора; при подготовке к экзаменам, выполнению и защите курсового проекта студенты могут использовать конспект лекций;

– практические занятия и курсовое проектирование проводятся с использованием представленных в ЭУМК методических указаний;

– при подготовке к экзамену, выполнению и защите лабораторных работ студенты могут использовать конспект лекций, техническую, основную и вспомогательную литературу;

– лабораторные занятия проводятся с использованием, представленных в ЭУМК, методических материалов лабораторного практикума;

– экзамены проводятся в письменной форме, вопросы для экзаменов приведены в разделе контроля знаний.

ЭУМК способствует успешному усвоению студентами учебного материала, дает возможность планировать и осуществлять самостоятельную работу студентов, обеспечивает рациональное распределение учебного времени по темам учебной дисциплины и совершенствование методики проведения занятий.

## **ПЕРЕЧЕНЬ МАТЕРИАЛОВ В КОМПЛЕКСЕ**

### **I ТЕОРЕТИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ**

Тема 1 Введение

Тема 2 Горючие газы

Тема 3 Происхождение природных газов

Тема 4 Газоснабжение городов и населенных пунктов природным газом.

Классификация газопроводов

Тема 5 Трубы, применяемые для систем газоснабжения. Трассировка газопроводов.

Тема 6 Защита газопроводов от коррозии

Тема 7 Режим потребления газа

Тема 8 Неравномерность газопотребления и методы ее выравнивания

Тема 9 Газорегуляторные пункты и установки

Тема 10 Редуцирование газа. Регуляторы давления газа

Тема 11 Предохранительные устройства ГРП (ГРУ)

Тема 12 Газовые фильтры

Тема 13 Контрольно-измерительные приборы. Учет расхода газа

Тема 14 Схема газоснабжения предприятий

Тема 15 Горение газа

Тема 16 Газовые горелки

Тема 17 Сжиженные газы

Тема 18 Бытовые газовые приборы

Тема 19 Отвод продуктов сгорания

### **II ПРАКТИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ**

Лабораторный практикум

Методические указания для выполнения курсового проекта по дисциплине

«Газоснабжение» на тему «Газоснабжение района города»

### **III РАЗДЕЛ КОНТРОЛЯ ЗНАНИЙ**

Вопросы к экзамену

Задачи к экзамену

### **IV ВСПОМАГАТЕЛЬНЫЙ РАЗДЕЛ**

# I ТЕОРЕТИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ

## ТЕМА 1 ВВЕДЕНИЕ

## ТЕМА 2 ГОРЮЧИЕ ГАЗЫ

## ТЕМА 3 ПРОИСХОЖДЕНИЕ ПРИРОДНЫХ ГАЗОВ

3.1. Происхождение природных газов. Газовые залежи и месторождения.

3.2. Схема магистрального газопровода. Компрессорные станции. Подземные газовые хранилища.

3.2.1. Схема магистрального газопровода

3.2.2. Компрессорные станции

3.2.3. Подземные хранилища газа

3.3. Газораспределительные станции.

3.4. Оборудование ГРС

## ТЕМА 4 ГАЗОСНАБЖЕНИЕ ГОРОДОВ И НАСЕЛЕННЫХ ПУНКТОВ ПРИРОДНЫМ ГАЗОМ. КЛАССИФИКАЦИЯ ГАЗОПРОВОДОВ

## ТЕМА 5 ТРУБЫ, ПРИМЕНЯЕМЫЕ ДЛЯ СИСТЕМ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ. ТРАССИРОВКА ГАЗОПРОВОДОВ.

5.1. Трубы, применяемые для систем газоснабжения

5.2. Трассировка газопроводов

5.3. Устройство газопроводов

5.4. Размещение отключающих устройств на газопроводах

## ТЕМА 6 ЗАЩИТА ГАЗОПРОВОДОВ ОТ КОРРОЗИИ

6.1. Сущность коррозионных процессов

6.2. Коррозионная активность грунтов и электрические измерения

6.3. Измерение потенциалов

6.4. Определение направления и величины тока

6.5. Защита газопроводов от коррозии

6.5.1. Противокоррозионные покрытия

6.5.2. Электрические методы защиты

## ТЕМА 7 РЕЖИМ ПОТРЕБЛЕНИЯ ГАЗА

## ТЕМА 8 НЕРАВНОМЕРНОСТЬ ГАЗОПОТРЕБЛЕНИЯ И МЕТОДЫ ЕЕ ВЫРАВНИВАНИЯ

## ТЕМА 9 ГАЗОРЕГУЛЯТОРНЫЕ ПУНКТЫ И УСТАНОВКИ

9.1. Требования правил технической безопасности в области газоснабжения РБ к ГРП (ГРУ)

9.2. Назначение, устройство, классификация газорегуляторных пунктов

9.3. Устройство и оборудование ГРП И ГРУ

#### ТЕМА 10 РЕДУЦИРОВАНИЕ ГАЗА. РЕГУЛЯТОРЫ ДАВЛЕНИЯ ГАЗА

10.1. Регуляторы давления газа

10.2. Дроссельные устройства

10.3. Мембраны

#### ТЕМА 11 ПРЕДОХРАНИТЕЛЬНЫЕ УСТРОЙСТВА ГРП (ГРУ)

11.1. Предохранительно-сбросные устройства

11.2. Предохранительные запорные клапаны ПЗК

#### ТЕМА 12 ГАЗОВЫЕ ФИЛЬТРЫ

ТЕМА 13 КОНТРОЛЬНО-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ПРИБОРЫ. УЧЕТ РАСХОДА ГАЗА

13.1. Контрольно-измерительные приборы

13.2. Учет расхода газа

#### ТЕМА 14 СХЕМА ГАЗОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЙ

14.1. Схема газоснабжения предприятий

14.2. Схемы межцеховых газопроводов

14.3. Места установки запорной арматуры

14.4. Внутрицеховые газопроводы

#### ТЕМА 15 ГОРЕНИЕ ГАЗА

15.1. Общее понятие о процессе сгорания газового топлива

15.2. Количество воздуха, необходимого для сжигания газов

15.3. Скорость распространения газового пламени

15.4. Продукты сгорания газа и контроль за процессом горения

15.5. Методы сжигания природного газа

#### ТЕМА 16 ГАЗОВЫЕ ГОРЕЛКИ

16.1. Газовая горелка

16.2. Принципы сжигания газа в горелке

16.2.1 Диффузионные газовые горелки

16.2.2 Инжекционные газовые горелки низкого и среднего давления

16.2.3. Газовая горелка с принудительной подачей воздуха (кинетическая, смесительная)

16.2.4. Комбинированные газовые горелки

16.2.5. Блочные автоматизированные газовые горелки со встроенным вентилятором

16.2.6. Запальные газовые горелки

#### ТЕМА 17 СЖИЖЕННЫЕ ГАЗЫ

17.1. Сжиженные газы и методы их получения

17.2. Диаграммы состояния сжиженных газов

17.3. Индивидуальные и групповые газобаллонные установки

17.3.1. Индивидуальные баллонные установки

17.3.2. Групповые газобаллонные установки

17.4. Групповые резервуарные установки

#### ТЕМА 18 БЫТОВЫЕ ГАЗОВЫЕ ПРИБОРЫ

18.1. Газовые плиты

18.2. Газовые водонагреватели

#### ТЕМА 19 ОТВОД ПРОДУКТОВ СГОРАНИЯ

## ТЕМА 1 ВВЕДЕНИЕ

На протяжении всего своего существования человечество использовало энергию, накопленную природой в течение миллиардов лет. При этом способы ее использования постоянно совершенствовались с целью получения максимальной эффективности. Энергия всегда играла особую роль в жизни человечества. В самом начале своего эволюционного развития человеку была доступна только энергия мышц его тела. Позднее человек научился получать и использовать энергию огня. Очередной виток эволюционного развития человеческого общества принес возможность использовать энергию воды и ветра. В XVIII веке была изобретена паровая машина, в которой тепловая энергия, полученная в результате сжигания угля или древесины, превращалась в энергию механического движения. XIX век стал налом века электричества. XX век произвел подлинную революцию в освоении способов получения и использования энергии – создавались мощные энергосистемы. В это же время появились мощные системы нефте- и газоснабжения. Бурно развивающаяся экономика стран нашей планеты в XX веке требовала все больше затрат топливно-энергетических ресурсов. Добыча нефти и газа с каждым годом возрастала, т.к. нефть и газ обладают высокой энергоемкостью. Это во многом определило быстрый рост их потребления. Однако нефть и газ используют не только в энергетической промышленности. Это еще сырье для химической промышленности и топливо для транспорта.

Энергетика имеет большое значение в жизни человечества. Уровень ее развития отражает уровень развития производительных сил общества, возможности научно-технического прогресса и уровень жизни населения. Основная задача энергетиков, применяющих газообразное топливо, заключается в максимальном использовании производственных мощностей энергоустановок. Высокая калорийность газообразного топлива обуславливает его широкое использование при производстве электрической и тепловой энергии. Электрическая энергия является одним из совершенных видов энергии, обладающих способностью трансформации в другие виды энергии (механическую, тепловую, световую), позволяющим внедрять новые прогрессивные технологические процессы с высокой степенью автоматизации. Тепловая энергия широко используется на современных производствах и в быту в виде энергии пара, горячей воды, для технологических нужд производства, для получения электрической энергии.

### **История развития газовой промышленности Республики Беларусь. Единая система газоснабжения и ее структура.**

С начала газификации Республики Беларусь в 1958 году Правительством БССР был создан центральный орган государственного управления развития газификации республики – Главное управление по газификации при Совете Министров БССР (Главгаз БССР), куда на правах юридических лиц вошли областные и г. Минска газовые хозяйства.



В 1978 году Главгаз БССР был преобразован в Государственный комитет по газификации при Совете Министров БССР (Госкомгаз БССР) с теми же административными и имущественными функциями.

В 1988 году Госкомгаз БССР и Министерство топливной промышленности БССР решением Правительства БССР были объединены и преобразованы в Государственный комитет по топливу и газификации (Госкомтопгаз БССР) с вхождением в его состав находящихся в ведении указанных органов государственного управления организаций, обладающих правом юридического лица.

Постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 13 апреля 1992 года №204, а также решением трудовых коллективов организаций Госкомтопгаза БССР был организован Белорусский концерн по топливу и газификации (концерн «Белтопгаз»), который осуществлял свою деятельность на основании учредительных документов по административному, имущественному и хозяйственному управлению всех входящих в его состав государственных организаций. Согласно Указу Президента Республики Беларусь от 24 сентября 2001 года №516 концерн «Белтопгаз» подчинён Министерству энергетики Республики Беларусь, которое утвердило его устав в новой редакции. В настоящее время концерн «Белтопгаз» преобразован в Государственное производственное объединение по топливу и газификации «Белтопгаз».

Успешное функционирование и развитие производственных сил, а также повышение жизненного уровня населения Беларуси в значительной степени зависит от состояния топливно-энергетического комплекса. Именно поэтому особую актуальность и значимость приобретает надежное и эффективное энергоснабжение всех отраслей экономики, обеспечивающих производство конкурентоспособной продукции и достижение высоких стандартов уровня и качества жизни населения при сохранении экологически безопасной среды.

На сегодняшний день самым эффективным, экологически чистым и наиболее дешевым видом топлива является природный газ, за счет которого возможно удовлетворение существующих потребностей республики, а также прирост потребления или замещение выбывающих видов топлива. Поэтому он занимает особое место в структуре топливно-энергетического баланса Беларуси – практически все отрасли экономики используют его в своей деятельности.

### **Технико-экономические и экологические преимущества газообразного топлива**

Природный газ является высокоэффективным энергоносителем и ценным химическим сырьем. Он имеет ряд преимуществ по сравнению с другими видами топлива и сырья:

1. отсутствие в природных газах оксида углерода предотвращает возможность отравления людей при утечках газа;

2. высокие температуры в процессе горения (более 2000 °С) и удельная теплота сгорания позволяют эффективно применять природный газ в качестве энергетического и технологического топлива;

3. удобство транспортирования по магистральным газопроводам на значительные расстояния;

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

5. газоснабжение населенных пунктов и предприятий улучшает экологию: отсутствие золы и выноса твердых частичек в атмосферу

6. газ содержит наименьшее количество вредных механических и химических примесей, что позволяет обеспечить постоянство процесса горения;

7. при использовании природного газа отсутствуют теплотери от механического недожога;

8. улучшенные санитарно-гигиенические условия на газифицированных производствах и прилегающих к ним районах;

9. возможность автоматизации рабочих процессов, достигаются высокие КПД.

10. облегчение труда обслуживающего персонала;

11. при сжигании газа требуется минимальный избыток воздуха;

12. при сжигании газа можно обеспечить более точную регулировку температурного режима, что позволяет экономить топливо; газовые горелки можно располагать в любом месте печи, что позволяет улучшить процессы теплообмена и обеспечить устойчивый температурный режим;

13. форма газового пламени сравнительно легко регулируется, что позволяет в случае необходимости быстро обеспечить высокую степень нагрева в нужном месте.

Вместе с тем газовому топливу присущи и некоторые отрицательные свойства: газоздушные смеси являются пожаро- и взрывоопасными. При взрывах газоздушной смеси в трубах с большим диаметром и длиной могут произойти случаи, когда скорость распространения пламени превзойдет скорость распространения звука. При этом наблюдается повышение давления приблизительно до 8 МПа. Такое взрывное воспламенение называется детонацией. Детонация объясняется возникновением и действием ударных волн в воспламеняющейся среде.

Природные газы не ядовиты, однако при концентрации метана в воздухе, достигающей до 10 % и более, возможно удушье вследствие уменьшения количества кислорода в воздухе.

## ТЕМА 2 ГОРЮЧИЕ ГАЗЫ

**Состав газообразного топлива. Основные характеристики горючих газов. Классификация горючих газов. Природный газ. Газы чисто газовых, нефтяных и конденсатных месторождений. Сжиженные углеводородные газы. Искусственные газы. Основные физико-химические свойства.**

В состав газообразного топлива входят горючая и негорючая части. Чем больше горючая часть топлива, тем больше удельная теплота его сгорания. Различия в физико-химических и теплотехнических характеристиках газового топлива обусловлены разным количеством балластов и вредных примесей. В состав горючей части газообразного топлива входят водород, окись углерода, метан и другие тяжелые углеводороды. В состав негорючей части газообразного топлива входят углекислый газ, азот и небольшое количество кислорода; это так называемые балластные газы.

Горючие газы подразделяются на **природные и искусственные**.

**Природные газы** подразделяются на три группы:

- газы, добываемые из чисто газовых месторождений, представляют собой сухой газ без тяжелых углеводородов;

*Газы, добываемые из чисто газовых месторождений, представляют собой смесь горючих и негорючих газообразных составляющих, в которой преобладает метан  $CH_4$  (70 - 98% в зависимости от месторождения). Характерная особенность природных газов газовых месторождений – постоянство их состава.*

- газы, добываемые из нефтяных месторождений вместе с нефтью, представляют собой смесь сухого газа с газообразным бензином и пропан-бутановой фракцией;

*В состав газов из нефтегазовых месторождений (попутный газ) кроме метана входят тяжелые углеводороды (этан  $C_2H_6$ , пропан  $C_3H_8$ , бутан  $C_4H_{10}$ ). Попутный газ получают вместе с нефтью. В нефти содержится от 10 до 50% газа по массе. В растворенном состоянии находятся тяжелые углеводороды (изобутан  $C_4H_{10}$ , бутилен  $C_4H_8$ , изобутилен  $CH_2$ , пентан  $C_5H_{12}$ , бензол  $C_6H_6$ , гексан  $C_6H_{14}$ , гептан  $C_7H_{16}$ , октан  $C_8H_{18}$ ), а легкие (метан, этан) – над нефтью в виде «газовой шапки». При добыче нефти газовую фракцию улавливают путем снижения давления в сепараторах. После сепарации газ освобождается от влаги, механических примесей и сероводорода.*

- газы, добываемые из конденсатных месторождений, представляют собой смесь сухого и конденсата.

Природные газы представляют собой смесь различных горючих и негорючих составляющих, в которой преобладает метан (от 70 до 98%). Кроме метана, в состав природных газов входят и более тяжелые углеводороды. Азота  $N_2$  и углекислого газа  $CO_2$  содержится мало. Водород  $H_2$  и окись углерода  $CO$  в составе природных газов практически отсутствуют. Природные газы не имеют запаха, за исключением газов с примесью сероводорода и тяжелых углеводородов.

**Искусственные газы** – это основной или побочный продукт термической переработки твердого и жидкого топлива. К их числу относятся: доменный, коксовый, сланцевый, генераторный, сжиженные газы. Эти газы характеризуются высоким содержанием азота и углекислоты и низкой теплотой сгорания (900 – 1500 ккал/м<sup>3</sup>). Горючими элементами в искусственных газах являются оксид углерода СО (20 - 30%) и водород Н (5 - 15%).

*Коксовый газ* получают при коксовании сортов жирного каменного угля. Процесс коксования заключается в том, что измельченный уголь нагревают без доступа воздуха до температуры 900 - 1100°С в специальных печах. При этом из угля выделяется газ, который отсасывается из печи насосом эксгаустером. Твердая часть угля спекается, образуя кокс. Из 1 т каменного угля получают до 300 – 350 м<sup>3</sup> коксового газа.

*Сланцевый газ* получают на газосланцевых заводах в камерных вертикальных круглых печах непрерывного действия, снабженных генераторами для подогрева воздуха и газа.

*Генераторный газ* получают в газогенераторах – печах загруженных твердым топливом (уголь, дрова, торф), методом полного превращения горючей части топлива в генераторный газ путем подачи воздуха или смеси воздуха с водяным паром в раскаленный слой топлива. Образующийся газ отсасывается из верхней части газогенератора и направляется на очистку. Большинство генераторных газов имеет низкую теплоту сгорания (900 – 2400 ккал/м<sup>3</sup>) и содержит значительное количество негорючих, ядовитых веществ. Такие газы не подают в городские сети в чистом виде, а используют для сжигания в стекловаренных, металлургических и других печах, требующих газового нагрева.

*Доменный газ* получают на металлургических заводах в доменных печах в процессе выплавки чугуна из железной руды.

Искусственные горючие газы являются топливом местного значения, имеют значительно меньшую теплоту сгорания, чем природные. Эти газы используются в пределах того производства, где они получают в качестве топлива.

**Сжиженные углеводородные газы.** Сжиженным называется газ, который при нормальных температуре и давлении (20°С и 760 мм рт.ст.) находится в газообразном состоянии, а при небольшом повышении давления, но без понижения температуры переходит в жидкое состояние.

Сжиженные газы получают:

- из попутных газов, добываемых вместе с нефтью и затем выделяемых из нее на газобензиновых нефтеперерабатывающих заводах. Эти газы содержат в основном бутан и пропан, а также небольшое количество этана и пентана;
- из крекинг-газа на нефтеперерабатывающих заводах путем выделения из него на газофракционирующих установках индивидуальных углеводородов (пропана, бутана, пропилена, бутилена);

*Крекинг-процесс – разложение нефтепродуктов в специальных установках при  $t = 450-550^{\circ}\text{C}$ , во многих случаях – с применением высокого давления и катализатора. При крекинговании происходит расщепление тяжелых малоценных продуктов (мазута, солярового масла и др.) на более ценные продукты (бензин, газолин и др.)*

● из жирных природных газов газоконденсатных месторождений (состоящие из 30 - 50% метана, 7 - 20% этана, 10 - 15% пропана, до 10% легкого газообразного бензина).

Сжиженные газы широко используют как топливо в промышленных установках и в быту.

### **Основные физико-химические свойства газов.**

Различные вещества одинаковой массы занимают различные объемы. Таким образом, разные вещества имеют различную плотность. **Плотностью** называют массу вещества, приходящуюся на единицу объема  $\rho$  ( $\text{кг}/\text{м}^3$ ).

**Температурой** называется степень нагретости вещества  $t$  ( $^{\circ}\text{C}$ ). **Температурой воспламенения** называется минимальная температура, до которой должна быть нагрета газоздушная смесь, чтобы начался процесс горения (реакция горения). Она зависит от содержания горючего газа в газоздушной смеси, степени однородности, быстроты и способа ее нагрева и давления, под которым она находится. **Температура кипения** – это температура перехода газа из жидкого состояния в газообразное.

**Удельная теплота сгорания** газа – это количество теплоты, выделяющееся при полном сгорании  $1 \text{ м}^3$  газа  $Q$  ( $\text{ккал}/\text{м}^3$ ). Для сравнения различных видов топлива введено понятие «условное топливо», удельная теплота сгорания которого принимается равной  $7000 \text{ ккал}/\text{кг}$  ( $29\,288 \text{ кДж}/\text{кг}$ ). Понятие «условное топливо» введено для удобства сравнения различных видов топлива при определении норм расхода, экономии, запасов. Величина, показывающая, во сколько раз удельная теплота сгорания данного топлива больше удельной теплоты сгорания данного топлива больше удельной теплоты сгорания условного топлива, называется **тепловым эквивалентом**.

Газоздушные смеси могут воспламеняться (взрываться) только в том случае, если содержание газа (или кислорода) в воздухе находится в определенных пределах, вне которых эти смеси самопроизвольно (без притока тепла извне) не горят. **Пределы взрываемости** – это наименьшая и наибольшая процентная концентрация газа в воздухе, при которой возможен взрыв газоздушной смеси при наличии источника огня.

Природные газы не имеют цвета, запаха и вкуса, поэтому для обнаружения в помещении утечек газ одорируют, т.е. добавляют жидкость с резким специфическим запахом – этилмеркаптан  $\text{C}_2\text{H}_5\text{SH}$ .

Таблица 2.1 – Основные свойства природных газов.

	<b>Метан <math>\text{CH}_4</math></b>	<b>Пропан <math>\text{C}_3\text{H}_8</math></b>	<b>Бутан <math>\text{C}_4\text{H}_{10}</math></b>
<b>Плотность, <math>\text{кг}/\text{м}^3</math></b>	0,75	2,0	2,7
<b>Удельная теплота сгорания, <math>\text{ккал}/\text{м}^3</math></b>	8000 – 8570	21800	28300

<b>Температура воспламенения, °С</b>	648 – 800	466 - 510	405 – 490
<b>Температура горения, °С</b>	2000	2100	2120
<b>Температура кипения (испарения), °С</b>	- 161,3	- 42	- 0,5
<b>Пределы взрываемости, %</b>	5 – 15	2,37 – 9,5	1,86 – 8,41
<b>Запах, цвет, вкус</b>	Не имеет	Не имеет	Не имеет
<b>Нормы одоризации этилмеркаптаном C<sub>2</sub>H<sub>5</sub>SH</b>	16 гр/1000м <sup>3</sup> (при этой норме запах газа ощущается при 1% газа в объеме воздуха)	70 – 90 гр/1 т (при этой норме запах газа ощущается при 0,3 – 0,5% газа в объеме воздуха)	70 – 90 гр/1 т (при этой норме запах газа ощущается при 0,3 – 0,5% газа в объеме воздуха)
<b>Действие на организм человека</b>	Удушающее при содержании газа в воздухе более 10% по объему	Удушающее, при попадании на кожу - обморожение	Удушающее, при попадании на кожу - обморожение

## ТЕМА 3 ПРОИСХОЖДЕНИЕ ПРИРОДНЫХ ГАЗОВ

### 3.1. Происхождение природных газов. Газовые залежи и месторождения.

Существует две теории происхождения нефти и газа: теория минерального и теория органического происхождения.

Теория минерального происхождения высказана Д.И. Менделеевым: результат воздействия морской воды на углеродистое железо в условиях высокой температуры и давления. Однако эта теория не получила широкого распространения, т.к. в составе нефти встречаются вещества органического происхождения и не доказано присутствие в недрах земли углеродистого железа.

Наиболее признана теория органического происхождения (высказана советским академиком И.М. Губкиным): веществом, послужившим для образования природного газа и нефти, явился органический осадок застойных водяных бассейнов, содержащий погибшие животные организмы и водоросли. Под действием различных физических и геологических факторов эти отложения перемещались в земной коре без доступа кислорода, образуя залежи нефти и газа.

Газ и нефть в толще земли заполняют пустоты пористых пород, и при больших их скоплениях целесообразна промышленная разработка и эксплуатация залежей. Давление в пласте зависит от глубины его залегания. Практически через каждые 10 м глубины давление в пласте возрастает на 0,1 МПа.

Различают три вида месторождений природного газа: чистогазовые месторождения; газонефтяные месторождения; газоконденсатные месторождения. Природный газ располагается в залежах, представляющих собой «купола» из водонепроницаемого слоя (типа глины), под которым в пористой среде (песчаник) под давлением находится газ, состоящий в основном из метана. На выходе из скважины газ очищается от песчаной взвеси, капель конденсата и других включений и подается на магистральный газопровод.

### 3.2. Схема магистрального газопровода. Компрессорные станции.

#### Подземные газовые хранилища.

Подача природного газа от газовых скважин до мест потребления производится по магистральным газопроводам диаметром 0,5 ... 1,5 м длиной несколько тысяч километров. Магистральный газопровод представляет собой сложное сооружение, состоящее из самих газопроводов, установок по очистке и осушке газа, компрессорных и газораспределительных станций и одоризационных установок. Давление газа в газопроводе поддерживается на уровне 5 МПа при помощи компрессоров, установленных через каждые 100 ... 300 км.

Для выравнивания сезонной неравномерности потребления газа строят подземные хранилища газа. На подходах к городу сооружают газораспределительные станции (ГРС), из которых газ после замера его количества и снижения давления подается в распределительные сети.

### 3.2.1. Схема магистрального газопровода

Принципиальная схема газотранспортной системы показана на рис.3.1.

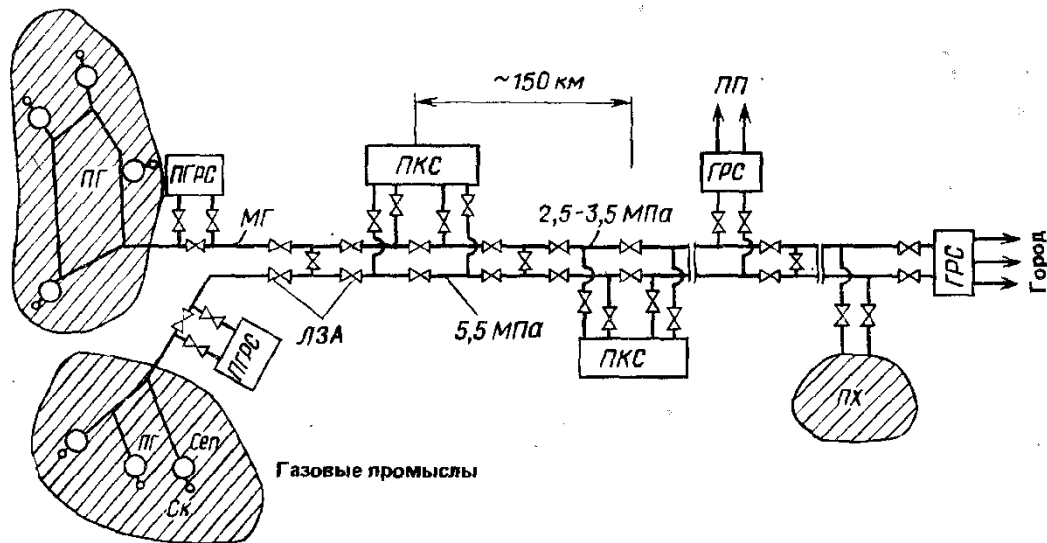


Рис. 3.1. Принципиальная схема газотранспортной системы Ск — скважины; Сеп— сепараторы; ПГ — промысловые газопроводы; ПГРС — промысловая газораспределительная станция; МГ — магистральный газопровод; ПК. С — промежуточная компрессорная станция; ЛЗА — линейная запорная арматура; ГРС — газораспределительная станция; ПХ — подземное хранилище газа; ПП — промежуточный потребитель.

Газ из скважины поступает в сепараторы, где от него отделяются твердые и жидкие механические примеси. Далее по промысловым газопроводам газ поступает в коллекторы и в промысловые газораспределительные станции (ПГРС). Здесь газ вновь очищают в масляных пылеуловителях, осушают, одорируют и снижают давление газа до расчетного значения, принятого в магистральном газопроводе. В начальный период эксплуатации пластовое давление бывает достаточное. Головную компрессорную станцию строят только после снижения давления в пласте. Промежуточные компрессорные станции располагают примерно через 100-150 км. Для возможности проведения ремонтов предусматривают линейную запорную арматуру, которую устанавливают не реже чем через 25 км. Для надежности газоснабжения и возможности транспортировать большие потоки газа современные магистральные газопроводы выполняют в две или несколько ниток.

Газопровод заканчивается газораспределительной станцией (или несколькими ГРС), которая подает газ крупному городу или промышленному узлу. По пути газопровод имеет отводы, по которым газ поступает к ГРС промежуточных потребителей (городов, населенных пунктов и промышленных объектов). Система магистрального транспортирования газа от промыслов до потребителей является достаточно жесткой, так как ее аккумулярирующая способность невелика и может лишь частично покрыть внутрисуточную неравномерность потребления. Для покрытия сезонной неравномерности используют подземные хранилища и специально подобранные потребители-



регуляторы, которые в зимний период работают на другом виде топлива (газотурбинные или пылегазовые электростанции).

Газопроводы строят диаметром до 1420 мм. Использование труб больших диаметров повышает экономичность газотранспортной системы. Газопроводы рассчитывают на максимальное давление в 7,5 МПа, которое имеет место после компрессорных станций.

По мере движения газа его давление уменьшается, так как потенциальная энергия расходуется на преодоление гидравлических сопротивлений. Перед компрессорными станциями давление снижается до 3...4 МПа. Мощность применяемых газоперекачивающих агрегатов 8... 10 тыс. кВт. Для транспортирования большого количества газа необходимо увеличить пропускную способность газопроводов. В связи с этим новые магистральные газопроводы проектируют на давление 7,5 МПа (вместо 5,5 МПа).

Научно-исследовательские и проектные организации работают над созданием газопроводов из металлов улучшенных прочностных характеристик и рассчитанных на давление 10 и 12 МПа, разрабатывают газотурбинные установки для компрессорных станций мощностью 25...75 тыс. кВт, работают над проблемой транспортирования охлажденного и сжиженного природного газа.

Магистральные газопроводы выполняют из стальных труб, соединяемых сваркой. Трубы изготовляют из высококачественных углеродистых и легированных сталей. Оптимальный

диаметр газопровода и число компрессорных станций определяют технико-экономическим расчетом. Пропускную способность газопровода (млн. м<sup>3</sup>/сут) рассчитывают исходя из его годовой производительности:

$$q = Q/365 Kэ,$$

где  $Q$  — производительность газопровода в млн. м<sup>3</sup>/год;  $Kэ$  — среднегодовой коэффициент загрузки газопровода, обычно принимаемый для магистральных газопроводов, равным 0,85, а для ответвлений от магистральных газопроводов 0,75.

### 3.2.2. Компрессорные станции

При движении газа по трубопроводу вследствие гидравлических сопротивлений происходит падение давления газа, что приводит к снижению пропускной способности газопровода.

Для поддержания заданного расхода газа и обеспечения его оптимального давления в трубопроводе по трассе газопровода устанавливают **компрессорные станции (КС)**. Современные компрессорные станции – это сложное инженерное сооружение, обеспечивающее основные технологические процессы по подготовке и транспорту природного газа.

**КС** предназначены для сжатия (компримирования) газа до рабочего давления с целью обеспечения проектной пропускной способности магистрального газопровода.

Они оборудуются поршневыми компрессорами или центробежными нагнетателями с газотурбинным или электрическим приводом.

Основными элементами станции являются: компрессорный цех, электростанция или трансформаторная подстанция, система водоснабжения и охлаждения компрессорных и силовых агрегатов, установка пылевлагоотделителей, масляное хозяйство, котельная и ряд других подсобных сооружений. На головной компрессорной станции имеются установки по очистке газа от сероводорода и углекислоты, осушке и одоризации газа. Для сжатия газа применяют центробежные нагнетатели с электрическим или газотурбинным приводом и поршневые газомоторные компрессоры.

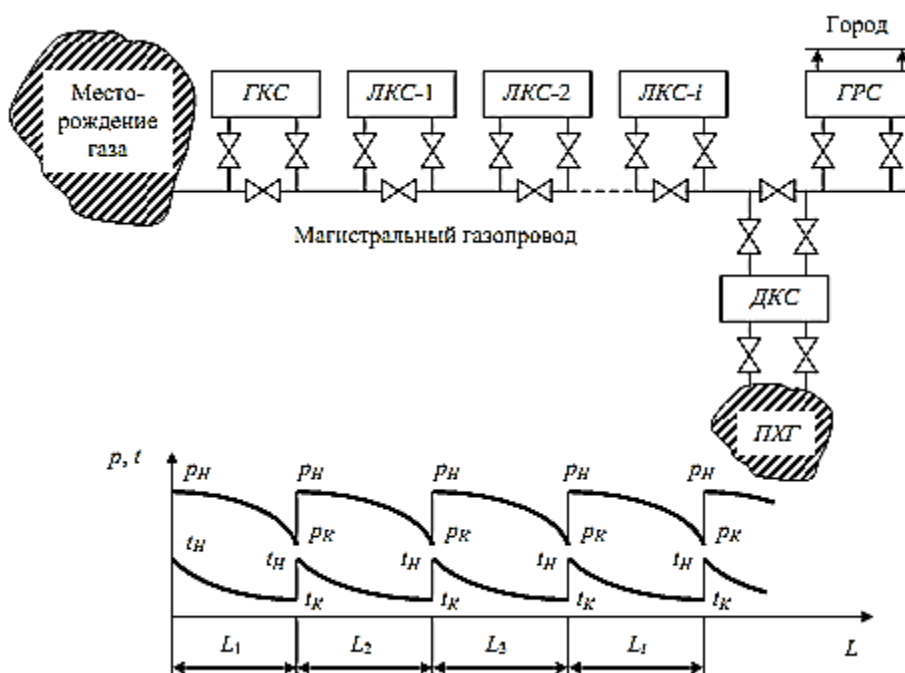


Рис.3.2. Схема газопровода и изменения давления и температуры газа вдоль трассы

На магистральных газопроводах различают три типа компрессорных станций: **головные, линейные и дожимающие.**

**Головные компрессорные станции (ГКС)** устанавливаются непосредственно после газового месторождения для поддержания необходимого давления при транспортировке его по магистральным газопроводам, когда в результате разработки газового месторождения пластовое давление в нем снижается.

На станции осуществляются очистка газа от механических примесей, осушка от газового конденсата и влаги, удаление (при их наличии) побочных продуктов: сероводорода, углекислого газа и т.д.

**Линейные компрессорные станции (ЛКС)** устанавливаются на магистральных газопроводах через 100–300 км и предназначены для сжатия поступающего природного газа от давления на входе до необходимого давления на выходе. Это обеспечивает заданный расход газа.

**Дожимающие компрессорные станции (ДКС)** устанавливаются на подземных хранилищах газа (ПХГ) и обеспечивают подачу и отбор (в основном в зимний период времени) газа из ПХГ. Станция обеспечивает высокую степень сжатия и улучшенную подготовку технологического газа (осушку, сепарацию, пылеулавливание), поступающего из ПХГ.

### **Технологические схемы компрессорных станций**

Компрессорные станции в зависимости от числа ниток магистральных газопроводов могут состоять из одного, двух и более компрессорных цехов, оборудованных одним или несколькими типами **газоперекачивающих агрегатов (ГПА)**. Как правило, каждый цех компрессорной станции работает на свой газопровод. Компрессорные цеха могут быть соединены специальными перемычками на входе и выходе станции.

Технологическая обвязка компрессорного цеха должна обеспечивать:

- прием на станцию газа;
- очистку газа от механических примесей и капельной жидкости в пылеулавливателях и фильтрах-сепараторах;
- распределение потоков газа по ГПА с обеспечением их оптимальной загрузки;
- возможность охлаждения газа после его сжатия перед подачей в газопровод;
- вывод цеха для работы на «стационарное кольцо» при пуске и остановке;
- транзит потока транспортируемого газа по магистральному газопроводу, минуя компрессорную станцию;
- возможность сброса газа в атмосферу из всех его технологических газопроводов через стационарные свечные краны.

В зависимости от типа центробежных нагнетателей на компрессорных станциях различают **две схемы обвязок ГПА**:

- схему с параллельной, коллекторной обвязкой, характерную для полнонапорных нагнетателей;
- схему с последовательной обвязкой, характерную для неполнонапорных нагнетателей.

### **3.2.3. Подземные хранилища газа**

**Подземное хранение газа** — технологический процесс закачки, отбора и хранения газа в пластах-коллекторах и выработках-емкостях, созданных в каменной соли и в других горных породах. Подземное хранилище газа (ПХГ) — это комплекс инженерно-технических сооружений в пластах-коллекторах геологических структур, горных выработках, а также в выработках-емкостях, созданных в отложениях каменных солей, предназначенных для закачки, хранения и последующего отбора газа, который включает участок недр, ограниченный горным отводом, фонд скважин различного назначения, системы сбора и подготовки газа, компрессорные цеха. ПХГ сооружаются вблизи трассы магистральных газопроводов и крупных газопотребляющих центров

для возможности оперативного покрытия пиковых расходов газа. Всего в мире действует более 600 подземных хранилищ газа общей активной емкостью порядка 340 млрд м<sup>3</sup>. Наибольший объем резерва газа хранится в ПХГ, созданных на базе истощенных газовых и газоконденсатных месторождений. Менее емкими хранилищами являются соляные каверны, есть также единичные случаи создания ПХГ в кавернах твердых пород.

### **Функции ПХГ**

В настоящее время в России создана развитая система подземного хранения газа, которая выполняет следующие функции:

- регулирование сезонной неравномерности газопотребления;
- хранение резервов газа на случай аномально холодных зим;
- регулирование неравномерности экспортных поставок газа;
- обеспечение подачи газа в случае нештатных ситуаций в ЕСГ;
- создание долгосрочных резервов газа на случай форс-мажорных обстоятельств при добыче или транспортировке газа.

Подземные хранилища газа (ПХГ) являются неотъемлемой частью Единой системы газоснабжения и расположены в основных районах потребления газа.

### **Типы газовых хранилищ**

Газовое хранилище представляет собой геологическую структуру или искусственный резервуар, используемый для хранения газа. Работа хранилища характеризуется двумя основными параметрами — *объемным* и *мощностным*. Первый характеризует емкость хранилища — активный и буферный объемы газа; второй показатель характеризует суточную производительность при отборе и закачке газа, продолжительность периода работы хранилища при максимальной производительности.

По режиму работы ПХГ подразделяются на *базисные* и *пиковые*.

**Базисное ПХГ** предназначено для циклической эксплуатации в базисном технологическом режиме, который характеризуется сравнительно небольшими отклонениями (увеличением или уменьшением в пределах от 10 до 15 %) суточной производительности ПХГ при отборах и закачках газа от среднемесячных значений производительности.

**Пиковое ПХГ** предназначено для циклической эксплуатации в пиковом технологическом режиме, который характеризуется значительными приростами (пиками) свыше 10-15 % суточной производительности ПХГ в течение нескольких суток при отборах и закачках газа относительно среднемесячных значений производительности.

По назначению ПХГ подразделяются на *базовые*, *районные* и *локальные*.

**Базовое ПХГ** характеризуется объемом активного газа до нескольких десятков миллиардов кубических метров и производительностью до нескольких сотен миллионов кубических метров в сутки, имеет региональное значение и влияет на газотранспортную систему и газодобывающие предприятия.

**Районное ПХГ** характеризуется объемом активного газа до нескольких миллиардов кубических метров и производительностью до нескольких десятков миллионов кубических метров в сутки, имеет районное значение и влияет на группы потребителей и участки газотранспортной системы (на газодобывающие предприятия при их наличии).

**Локальное ПХГ** характеризуется объемом активного газа до нескольких сотен миллионов кубических метров и производительностью до нескольких миллионов кубических метров в сутки, имеет локальное значение и область влияния, ограниченную отдельными потребителями.

По типу создания (расположения) различают *наземные* и *подземные* газовые хранилища.

**К наземным** относятся газгольдеры (для хранения природного газа в газообразном виде) и изотермические резервуары (для хранения сжиженного природного газа), **к подземным** — хранилища газа в пористых структурах, в соляных кавернах и горных выработках.

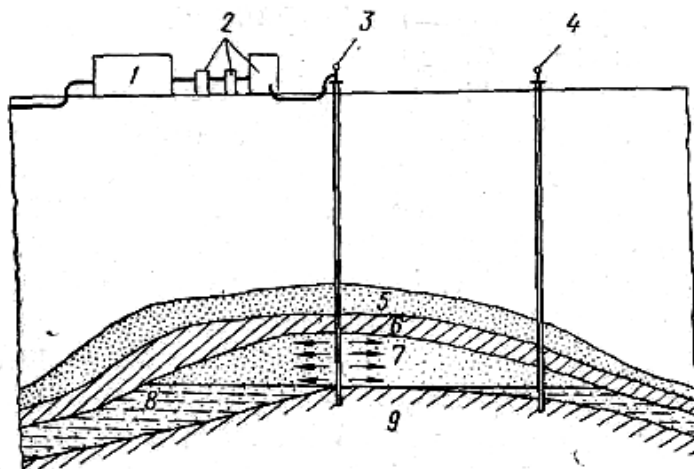


Рис. 3.3. Схема подземного хранилища газа в водоносном пласте:

1 — компрессорная станция; 2 — установка по подготовке газа (к закачке или после отбора); 3 — эксплуатационная скважина; 4 — наблюдательная скважина; 5 — комплекс горных пород; 6 — верхний газоводоупор; 7 — пласт-коллектор, заполненный газом; 8 — часть пласта-коллектора, заполненная водой; 9 — нижний газоводоупор

### 3.3. Газораспределительные станции.

Крупные магистральные газопроводы строят в основном на давление 5,5 и 7,5 МПа.

Около потребителей газа строятся **газораспределительные станции (ГРС)**, где газ редуцируется до необходимого давления ( $p = 1,2; 0,6; 0,3$  МПа) перед подачей его в сети газового хозяйства населенного пункта.

ГРС сооружаются в конце магистрального газопровода или на отводе от него, и предназначены для подачи газа в газовые сети населенных пунктов, промышленных предприятий и других крупных потребителей газа. В зависимости от производительности и значений входного и выходного давления газа существуют различные технологические схемы ГРС. Редуцирование газа может осуществляться в одну или две ступени по двум, трем или более технологическим ниткам, из которых одна является резервной. Современные ГРС автоматизированы и обеспечиваются свето-звуковой сигнализацией в места нахождения обслуживающего персонала.

**3.3.1. Газораспределительные станции (ГРС) предназначены для снабжения газом от магистральных и промысловых газопроводов следующих потребителей:**

- 1) на собственные нужды объектов газонефтяных месторождений;
- 2) на собственные нужды объектов газокompрессорных станций (ГКС);
- 3) объекты малых и средних населенных пунктов;
- 4) электростанции;
- 5) промышленные, коммунально-бытовые предприятия и населенные пункты крупных городов.

**3.3.2. ГРС обеспечивают:**

- 1) очистку газа от механических примесей и от конденсата;
- 2) редуцирование до заданного давления и поддержание его с определенной точностью;
- 3) измерение расхода газа с многосуточной регистрацией;
- 4) одоризацию газа пропорционально его расходу перед подачей потребителю;

**3.3.3. По конструкции все ГРС подразделяются на:**

- 1) станции индивидуального проектирования;
- 2) автоматические (АГРС);
- 3) блочно-комплектные (БК-ГРС) — с одним и двумя выходами на потребителя.

Наиболее широкое применение при среднем потреблении газа имеют автоматизированные ГРС в **Блочно-комплектном исполнении** на 100—150 тыс. м<sup>3</sup>/ч. ГРС сооружают из технологических и строительных комплектных блоков заводского изготовления, что обеспечивает высокий уровень индустриализации строительства. Такие ГРС отличаются простотой схемы, надежностью в эксплуатации, низкой стоимостью строительства и малой металлоемкостью.

Для редуцирования газа при газоснабжении наибольших промышленных, бытовых и сельскохозяйственных объектов применяют **автоматические газораспределительные станции АГРС в шкафном исполнении**, изготавливаемые полностью в заводских условиях.

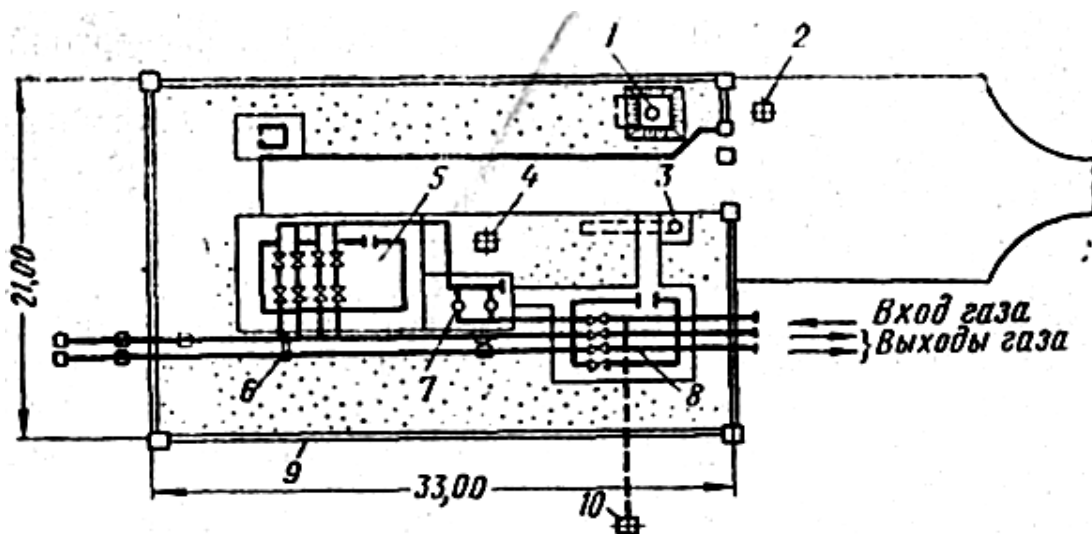


Рис. 3.4. Генеральный план блочной ГРС:

1 — емкость для конденсата; 2 — бензораздаточная колонка; 3 — емкость для одоранта; 4 — молниеприемник; 5 — строительный блок ГРС; 6 — опоры под трубопроводы, 7 — блок очистки; 8 — строительный блок отключающих устройств; 9 — ограждение; 10 — свеча

АГРС обеспечивают подачу газа от магистрального газопровода потребителю под заданным давлением и с нормальной одоризацией. Они оборудованы контролирующими датчиками с электрическим выводом, позволяющими осуществлять дистанционный контроль за их работой с диспетчерского пункта. Масса шкафной АГРС немногим более 2 т.

В зависимости от производительности ГРС подразделяются на две группы:

1. первая группа рассчитана на малых и средних газопотребителей с расходом газа менее 250 тыс. м<sup>3</sup>/ч,
2. вторая группа предназначена для крупных газопотребителей с расходом более 250 тыс. м<sup>3</sup>/ч.

Как правило, ГРС первой группы сооружают по типовым проектам. ГРС для крупных городов и промышленных центров, потребление газа которых определяется миллионами кубических метров в сутки, создают по индивидуальным проектам.

По форме обслуживания ГРС подразделяются:

- 1) с вахтовым обслуживанием — ГРС производительностью более 250 тыс. м<sup>3</sup>/ч и ГРС, снабжающие предприятия, на которых газ является технологическим сырьем;
- 2) с надомным и кустовым обслуживанием операторами — ГРС производительностью до 250 тыс. м<sup>3</sup>/ч.

**Вахтовое** обслуживание, применяемое на практике весьма редко, предусматривает постоянное нахождение на ГРС дежурного персонала численностью 5—9 человек. В обязанности обслуживающего персонала, помимо обеспечения заданного режима подачи газа потребителям, входит производство текущего ремонта технологического оборудования, непосредственное участие в производстве средних и капитальных ремонтов оборудования и коммуникаций ГРС, а также обслуживание контрольно-измерительных и регулирующих приборов и установок по очитке и одоризации газа.

**Безвахтовое** или **надомное**, обслуживание предусматривается на автоматизированных ГРС, обеспечивающих без постоянного присутствия персонала бесперебойное снабжение потребителей газом при заданных параметрах давления и с необходимой степенью одоризации. Такие ГРС обслуживают два оператора с дежурством на дому. В квартиры операторов в случае неисправности передаются световой и звуковой нерасшифрованные сигналы, при получении которых дежурный оператор должен явиться на ГРС и устранить неполадки.

В последние годы получило распространение **кустовое** обслуживание, при котором два оператора обслуживают 5—6 близлежащих ГРС.

### 3.4. Оборудование ГРС

На ГРС имеются следующие комплексы оборудования:

- узлы очистки поступающего газа от пыли и жидкости, оборудуемые висциновыми фильтрами, масляными пылеуловителями или газовыми сепараторами;
- узлы редуцирования, где давление газа снижается и автоматически поддерживается на заданном уровне с помощью **регуляторов давления РД** различной мощности;
- узлы учета количества газа с камерными диафрагмами на выходных газопроводах и расходомерами-диффманометрами:
- узлы переключения с запорными устройствами для направления потоков газа непосредственно в выходные газопроводы по базисным линиям, минуя ГРС в аварийных ситуациях либо при ремонте установок; на выходных линиях устанавливают пружинные предохранительные клапаны, через которые в случае непредвиденного повышения давления в системе газ автоматически сбрасывается в атмосферу;
- установки подогрева газа, чтобы предотвратить образование гидратных пробок; обычно для этого используются водогрейные котлы с теплообменниками, которые служат одновременно для отопления ГРС;
- установки одорирования газа с одоризационными колонками и емкостями для одоранта;
- внешние входные и выходные трубопроводы — гребенка с большим числом запорной арматуры;
- устройства КИП и автоматики;



- электрооборудование и регулирующие устройства электрохимической защиты примыкающей линейной части газопровода.
- все ГРС оборудуют автоматически действующими регулируемыми клапанами в комплекте с регуляторами давления или пневмореле, расходомерными и другими установками.

## ТЕМА 4 ГАЗОСНАБЖЕНИЕ ГОРОДОВ И НАСЕЛЕННЫХ ПУНКТОВ ПРИРОДНЫМ ГАЗОМ. КЛАССИФИКАЦИЯ ГАЗОПРОВОДОВ

Снабжение природным газом городов и населенных пунктов имеет своей целью:

- улучшение бытовых условий населения;
- замену более дорогого твёрдого топлива или электроэнергии в тепловых процессах на промышленных предприятиях, тепловых электростанциях, на коммунально-бытовых предприятиях, в лечебных учреждениях, предприятиях общественного питания и т. п.;

- улучшение экологической обстановки в городах и населенных пунктах, так как природный газ при сгорании практически не выделяет в атмосферу вредных газов.

Природный газ подается в города и поселки по магистральным газопроводам, начинающимся от мест добычи газа (газовых месторождений) и заканчивающихся у газораспределительных станций (ГРС), расположенных возле городов и поселков.

Для снабжения газом всех потребителей на территории городов строится распределительная газовая сеть, оборудуются газорегуляторные пункты или установки (ГРП и ГРУ), сооружаются необходимые для эксплуатации газопроводов контрольные пункты и другое оборудование.

На территории городов и посёлков газопроводы прокладываются только под землёй.

На территории промышленных предприятий и тепловых электростанций газопроводы прокладываются над землей на отдельно стоящих опорах, по эстакадам, а также по стенам и крышам производственных зданий.

Прокладку газопроводов выполняют в соответствии с требованиями Нормативных документов.

Природный газ используется населением для сжигания в бытовых газовых приборах: плитах, водяных газовых нагревателях, в отопительных котлах.

На предприятиях коммунально-бытового обслуживания населения газ используется для получения горячей воды и пара, выпечки хлеба, приготовления пищи в столовых и ресторанах, отопления помещений.

В лечебных учреждениях природный газ используется для санитарной обработки, приготовления горячей воды, для приготовления пищи.

На промышленных предприятиях газ сжигают в первую очередь в котлах и промышленных печах. Его также используют в технологических процессах для тепловой обработки изделий, выпускаемых предприятием.

В сельском хозяйстве природный газ используется для приготовления корма животным, для обогрева сельскохозяйственных зданий, в производственных мастерских.

При проектировании газовых сетей городов и поселков приходится решать следующие вопросы:

- определить всех потребителей газа на газифицируемой территории;
- определить расход газа для каждого потребителя;
- определить места прокладки распределительных газопроводов;
- определить диаметры всех газопроводов;
- подобрать оборудование для всех ГРП и ГРУ и определить места их расположения;
- подобрать всю запорную арматуру (задвижки, краны, вентили);
- определить места установки контрольных трубок и электродов для контроля за состоянием газопроводов время их эксплуатации;
- разработать способы прокладки газопроводов при их пересечении с другими коммуникациями (дорогами, теплотрассами, реками, оврагами и т.п.);
- определить сметную стоимость строительства газопроводов и всех сооружений на них;
- разработать мероприятия для безопасной эксплуатации газопроводов.

Система газораспределения любого населенного пункта должна удовлетворять ряду критериев: обеспечивать надежность и безопасность, быть удобной в обслуживании и пригодной для ремонта, иметь необходимый срок службы и минимальный уровень затрат на реконструкцию и восстановление, обеспечивать высокую эффективность и максимальную прибыль при эксплуатации.

Схема газоснабжения населенного пункта включает:

**● источник газоснабжения**

Источниками газоснабжения чаще всего служат магистральные газопроводы. Газораспределительные станции (ГРС) являются как бы границей между магистральной сетью и распределительной сетью населенного пункта.

**● газовая распределительная сеть**

Представляет собой систему трубопроводов и оборудования, служащих для транспортирования и распределения газа внутри населенного пункта. Помимо газопроводов основным оборудованием являются газорегуляторные пункты (ГРП), служащие для снижения давления и поддержания его на заданном уровне.

**● внутренне газооборудование**

К внутреннему газооборудованию относятся дворовые и внутренние газопроводы жилых домов, коммунальных и промышленных предприятий, а также газовые установки и приборы для использования газа.

**Классификация газопроводов.**

Газопроводы, прокладываемые в городах и населенных пунктах, классифицируются по следующим основным показателям:

По виду транспортируемого газа – на газопроводы природного и попутного нефтяного газа, сжиженных углеводородных, искусственных и смешанных газов;

**По давлению газа** – на газопроводы низкого (до 5000 Па), среднего (0,005 – 0,3 МПа), высокого I категории (0,3 – 0,6 МПа), высокого II категории (0,6 – 1,2 МПа);

- газопроводы высокого давления I категории - при рабочем давлении газа свыше 0,6 МПа (6 кгс/см<sup>2</sup>) и газозвудушных смесей и до 1,6 МПа (16 кгс/см<sup>2</sup>) для сжиженных углеводородных газов (СГУ);

- газопроводы высокого давления II категории - при рабочем давлении газа свыше 0,3 МПа (3 кгс/см<sup>2</sup>) до 0,6 МПа (6 кгс/см<sup>2</sup>);

- газопроводы среднего давления - при рабочем давлении газа свыше 0,005 МПа (0,05 кгс/см<sup>2</sup>) до 0,3 МПа (3 кгс/см<sup>2</sup>);

- газопроводы низкого давления - при рабочем давлении газа до 0,005 МПа (0,05 кгс/см<sup>2</sup>) включительно.

**Газопроводы низкого давления** служат для транспортирования газа в жилые и общественные здания, предприятия общественного питания, а также во встроенные в жилые и общественные здания, отопительные котельные и предприятия бытового обслуживания. К газопроводам низкого давления можно присоединять мелких потребителей и небольшие отопительные котельные. Крупные коммунальные потребители не присоединяют к сетям низкого давления, так как транспортировать по ним большие сосредоточенные количества газа неэкономично.

**Газопроводы среднего и высокого давления** служат для питания городских распределительных сетей низкого и среднего давления через ГРП. Они также подают газ через ГРП и местные ГРУ в газопроводы промышленных и коммунальных предприятия.

**Городские газопроводы высокого давления** являются основными артериями, питающими крупный город, их выполняют в виде кольца, полукольца или в виде лучей. По ним газ подают через ГРП в сети среднего и высокого давления, а также крупным промышленным предприятиям, технологические процессы которых нуждаются в газе давлением свыше 0,6 МПа.

**По местоположению относительно отметки земли** – подземные, надземные;

**По назначению** – городские магистральные, распределительные (уличные), вводы (дворовые), вводные газопроводы (воды в здания), импульсные и продувочные;

**Магистральные (транзитные)** газопроводы выполняют функции передачи газа от ГРС или из одного района города в другой (межпоселковые)

**Распределительными (уличными)** газопроводами следует считать наружные газопроводы, обеспечивающие подачу газа от источников газоснабжения до газопроводов-вводов, а также газопроводы высокого и среднего давления, предназначенные для подачи газа к одному объекту (ГРП, промышленное предприятие, котельная и т.п.).

**Газопроводом-вводом** следует считать газопровод от места присоединения к распределительному газопроводу до отключающего устройства на вводе.

**Вводным** газопроводом следует считать участок газопровода от отключающего устройства на вводе в здание (при установке отключающего устройства снаружи здания) до внутреннего газопровода, включая газопровод, проложенный в футляре через стену здания.

**Импульсные** газопроводы служат для присоединения контрольно-измерительных приборов и оборудования. **Продувочные** трубопроводы предназначены для продувки газопроводов перед пуском газа.

По принципу построения – закольцованные (кольцевые), тупиковые и смешанные (закольцованные и тупиковые);

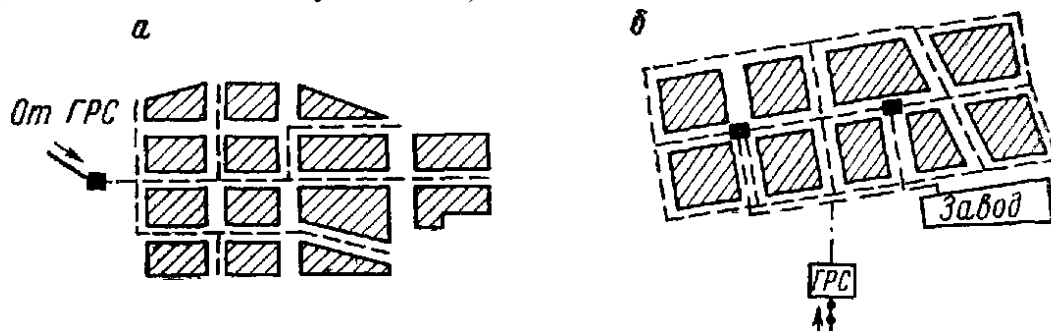


Рис. 4.1. Схемы построения систем газоснабжения: а – тупиковая; б – кольцевая.

**Тупиковые (разветвленные)** сети представляют собой разветвляющийся в различные районы города основной газопровод. При этом концы ответвлений между собой не соединяются, образуя тупик.

**Кольцевые (замкнутые)** сети представляют собой систему замкнутых между собой газопроводов, образующих как бы кольцо или контур.

Смешанная система газоснабжения состоит из кольцевых газопроводов и присоединенных к ним тупиковых газопроводов.

По расположению в системе планировки – наружные (уличные, внутриквартальные, дворовые, межцеховые, межпоселковые), внутренние (внутридомовые, внутрицеховые);

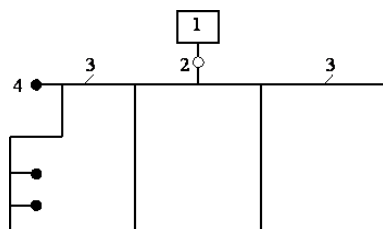
**Межпоселковыми** газопроводами следует считать распределительные газопроводы, прокладываемые вне территории населенных пунктов.

**Внутренним** газопроводом следует считать участок газопровода от газопровода-ввода (при установке отключающего устройства внутри здания) или от вводного газопровода до места подключения прибора, теплового агрегата и др.

По материалу труб – металлические, неметаллические;

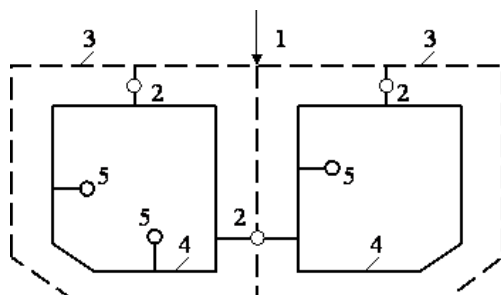
По числу ступеней давления в газовых сетях системы – одноступенчатые, двухступенчатые, трехступенчатые и многоступенчатые.

**Одноступенчатая схема**



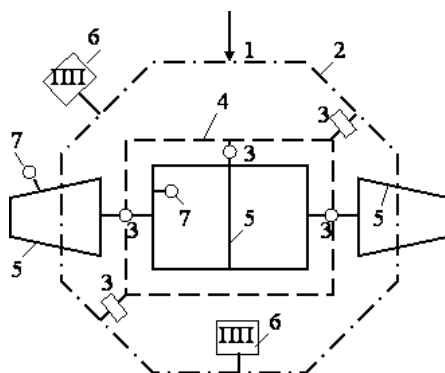
1 – групповая установка газа сжиженного (ГС), 2 – газорегуляторный пункт (ГРП), 3 – трубопроводы низкого давления (СНД), 4 – отвлечения к потребителям.

### Двухступенчатая схема



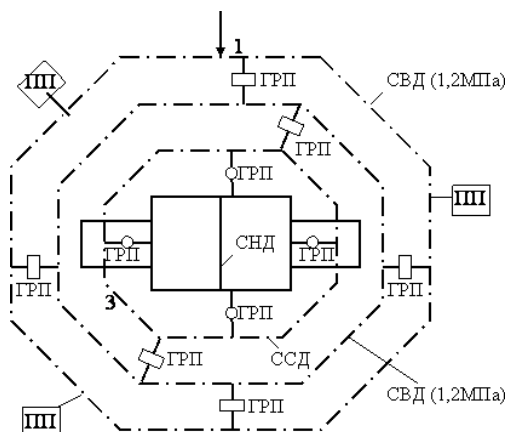
1 – газораспределительная станция, 2 – газорегуляторный пункт (ГРП), 3 – сеть среднего давления (ССД), 4 – сеть низкого давления (СНД), 5 – отвлечения к потребителям.

### Трехступенчатая схема



1 – газорегуляторная станция, 2 – сеть высокого давления (СВД), 3 – газорегуляторные пункты (ГРП), 4 – сеть среднего давления (ССД), 5 – сеть низкого давления (СНД), 6 – промышленные предприятия, 7 – отвлечения.

### Многоступенчатая схема



1 – газораспределительная станция, ПП – промышленное предприятие.

## ТЕМА 5 ТРУБЫ, ПРИМЕНЯЕМЫЕ ДЛЯ СИСТЕМ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ. ТРАССИРОВКА ГАЗОПРОВОДОВ.

### 5.1. Трубы, применяемые для систем газоснабжения

Трубы, применяемые для систем газоснабжения в настоящее время, изготавливаются из следующих материалов: стали, полиэтилена, меди. Для подземных газопроводов следует применять полиэтиленовые и стальные трубы, для наземных и надземных газопроводов – стальные трубы. Для внутренних газопроводов низкого давления разрешается применять стальные и медные трубы.

#### Стальные трубы

Для сооружения газопроводов, как правило, применяют **стальные трубы**. Для газопроводов следует применять трубы из хорошо сваривающихся малоуглеродистых и низколегированных сталей, с содержанием углерода не выше 0,27% и с относительным удлинением не менее 18%. Трубы, как правило, должны быть изготовлены из мартеновских спокойных сталей. По способу изготовления стальные трубы подразделяют на **бесшовные** — холоднотянутые, холоднокатаные и горячекатаные и **сварные** – с продольным прямым или спиральным швом.

*Бесшовные трубы небольших диаметров (до 100 - 150 мм) изготавливают методом холодного волочения или холодной прокатки, а трубы большего диаметра, но не более 426 мм, изготавливают последовательной горячей прокаткой на станах из стальных заготовок в виде гильз, нагретых до пластического состояния.*

*Сварные прямошовные трубы больших диаметров (свыше 426 мм) изготавливают формованием на прессах и горячим вальцеванием заготовок из стальных листов. Сформованную трубу сваривают обычно автоматической электросваркой под слоем флюса, после чего она поступает на труборезную и калибровочную машину для доведения ее размеров до стандартных. Сварные спиральношовные трубы изготавливают из стальной рулонной ленты шириной 1000 - 1500 мм свертыванием ее по спирали на трубных станах и последующей сваркой на стыкосварочной машине. Спиральношовные трубы дешевле прямошовных, имеют большую длину, металл при этом способе производства лучше сохраняет свои пластические и вязкие свойства. Однако выступающее усиление спирального шва значительно уменьшает толщину противокоррозионного покрытия по всей длине шва.*

Сортамент труб, а также материалов для фасонных частей и конструкций, применяемых для сооружения газопроводов, выбирают по действующим нормативным документам. На все виды труб имеются паспорта или сертификаты заводов-изготовителей. Трубы для газопроводов должны иметь заводские сертификаты, в которых указаны номинальный размер труб, ГОСТ, по которому изготовлены трубы, марка стали, номер партии, результаты механических и гидравлических испытаний,

дата и отметка изготовителя о соответствии труб ГОСТ или ТУ. Применение труб, не имеющих сертификатов, разрешается только после химического анализа и механических испытаний образцов, взятых от каждой партии труб.

Размеры труб характеризуются условным проходом, наружным и внутренним диаметром, толщиной стенки и длиной. Под условным проходом Ду понимают номинальный внутренний диаметр трубы, которым оперируют в расчетах и при подборе арматуры и фасонных частей. Условный проход не является точной величиной и имеет округленные значения: 15, 20, 25, 32, 40, 50 мм и т. д.

**Соединение стальных труб** производят сваркой. При этом применяют только такие методы сварки, которые обеспечивают надежную плотность сварного соединения и обеспечивают предел прочности сварного соединения не менее нижнего предела прочности металла труб.

К производству сварочных работ на газопроводах допускаются сварщики, сдавшие соответствующий экзамен и имеющие специальные удостоверения на право сварки газопроводов. Каждому сварщику присваивают шифр, который он наплавляет на расстоянии 30—50 мм от сваренных им стыков. При этом устанавливают периодический контроль качества сварочных работ.

На газопроводах применяют также разъемные соединения, которые используют в местах установки отключающих устройств, компенсаторов, регуляторов давления, контрольно-измерительных приборов и другой арматуры, а также при монтаже изолирующих фланцев. Элементы этих соединений называют фасонными частями. К фасонным частям относят фитинги, отводы, тройники, переходы, фланцевые соединения и заглушки.

Фланцевые соединения применяют в местах установки задвижек, кранов и другой арматуры, где необходимо иметь разъемное соединение. Различают следующие типы стальных фланцев: плоские приварные, соединенные встык, свободные на приварном кольце, свободные на отбортованной трубе. Качество фланцевых соединений зависит от подготовки уплотнительных поверхностей, поэтому на каждом фланце делают не менее двух уплотнительных канавок. Герметичность фланцевых соединений обеспечивают различными прокладочными материалами, из которых наибольшее применение получили паронитовые прокладки толщиной 3—5 мм, маслобензиностойкую резину толщиной 3—5 мм, а также асбестовый картон толщиной 3—4 мм (для газопроводов низкого давления).

Преимуществами стальных труб являются: высокая прочность и пластичность, возможность создания плотных и прочных сварных соединений, возможность изготовления из них гнутых и сварных отводов и фасонных частей, большая длина. Недостатки стальных труб: подверженность коррозии, большой коэффициент температурного расширения и сравнительно высокая стоимость.

## **Медные трубы**



Для внутренних газопроводов рекомендуется применять тянутые или холоднокатаные медные трубы круглого сечения в твердом состоянии или повышенной прочности, нормальной или повышенной точности изготовления с толщиной стенки не менее 1 мм. Материал труб – медь марок М1, М1р, М2, М2р по ГОСТ 859–2001. Медные трубы используются только для подводки газа к приборам внутри здания.

**Соединение медных труб** между собой осуществляется капиллярной пайкой твердым припоем через медные соединительные детали. В качестве припоев следует применять медно-фосфорные припои, которые имеют высокую жидкотекучесть и сравнительно низкую температуру плавления (680–850 °С), обеспечивают высокую прочность паяного соединения.

Для крепления газопровода предусматривают медные (латунные) опоры. При применении стальных опор между газопроводом и опорой необходимо устанавливать резиновую прокладку. Для присоединения запорной арматуры и измерительных приборов к медному газопроводу следует предусматривать латунные переходные детали. Непосредственное присоединение медных труб к стальным, латунным, бронзовым деталям трубопроводной арматуры и измерительных приборов не рекомендуется.

Внутри зданий и сооружений допускается прокладка медных газопроводов в штрабе стены, прикрытой хорошо вентилируемыми щитами. Заполнение свободного пространства в штрабе, в котором проложен газопровод, не допускается. При прокладке медных газопроводов предусматривают возможность компенсации тепловых удлинений и деформаций, которые могут возникнуть в результате оседания здания. Компенсация линейных удлинений медных газопроводов может быть выполнена путем соответствующей прокладки с использованием естественной самокомпенсации или путем установки компенсаторов. Компенсаторы могут быть в виде гнутых труб или в виде соединений из дуг и отводов.

### **Полиэтиленовые трубы**

Полиэтиленовые трубы применяют только при подземной прокладке. Различаются они по значению минимальной длительной прочности MRS. В системах газоснабжения применяют полиэтилен марки ПЭ80 (MRS = 8,0 МПа) и ПЭ100 (MRS = 10,0 МПа). Полиэтилен производят из газа - этилена, путем его полимеризации. Без добавок получается ПЭ63 (монопласт). Если вводить добавки, допустим добавлять газ Бутан, то получается ПЭ80. Если добавлять газ Гексан, получается ПЭ100.

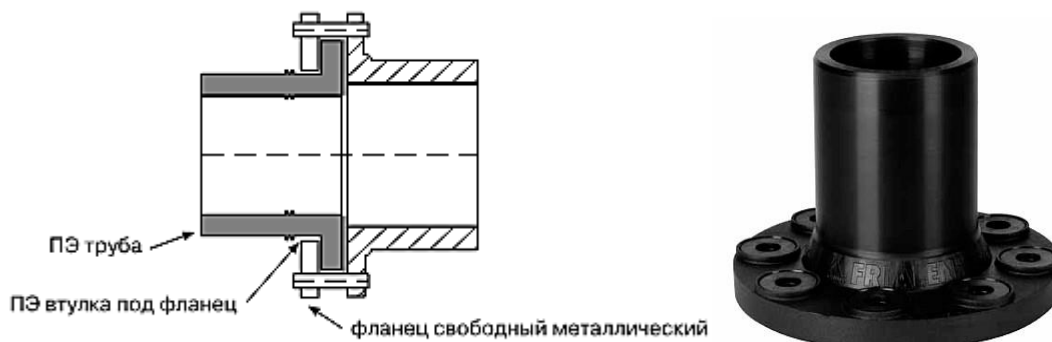
В основном применяются трубы ПЭ80, так как их выпуск освоен многими российскими заводами с одинаковыми значениями MRS.

Трубы из ПЭ100 экономически целесообразно применять для газопроводов высокого давления, экспериментальных газопроводов давлением свыше 0,6 МПа, реконструкции стальных изношенных газопроводов методом протяжки ПЭ труб.

Трубы изготавливают и поставляют на объект в прямых отрезках, бухтах, транспортных катушках. Трубы диаметром 200 - 225 мм - только в отрезках. Мерные

(прямые) трубы длиной до 24 метров, длина в бухте 50-200м, намотанные на катушки - до 2700 м (Ø63) или 500 м (Ø110).

**Соединения полиэтиленовых труб** могут быть разъемные и неразъемные. Неразъемные соединения получают сваркой. Полиэтиленовые трубы при толщине стенки более 5 мм соединяют между собой сваркой встык или деталями с закладными нагревателями, при толщине стенки менее 5 мм - только деталями с закладными нагревателями. Наиболее распространённое разъемное соединение – фланцевое соединение. Это соединение выполняется с помощью втулки под фланец, привариваемой к концу ПЭ трубы, и свободного металлического фланца.



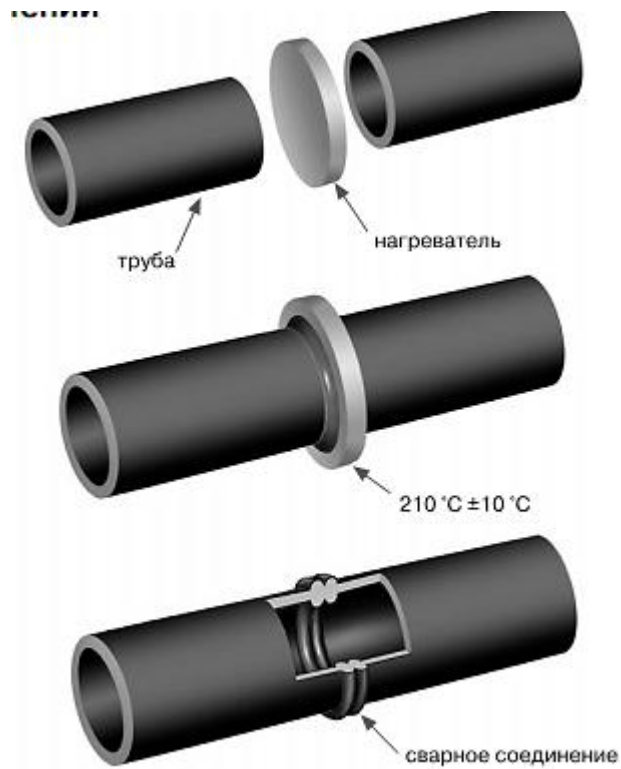
*Рис.5.1. Фланцевое соединение*

Разъемные соединения «полиэтилен - сталь» наиболее целесообразно применять в колодцах, где они доступны для обслуживания, для присоединения ПЭ труб к запорной арматуре. Возможно также присоединение к наземным участкам, располагая их на вертикальных участках наземных выходов. Однако в этом случае необходимо устраивать футляры больших диаметров. Конструкция такого футляра тоже должна быть разъемной для обслуживания соединения.

К неразъемным соединениям «полиэтилен-сталь» относятся соединения с механическим сцеплением. Они не требуют обслуживания, и их можно устанавливать непосредственно в грунт.

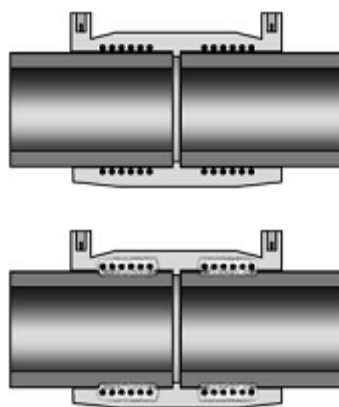
Сварка нагретым инструментом встык - способ получения неразъемных соединений ПЭ труб, при котором трубы соединяют между собой оплавленными торцами. Оплавление торцов происходит в результате их предварительного контакта с нагревательным инструментом, удаляемым затем из зоны сварки. Данным способом соединяют полиэтилен различных типов.

Сварка деталями с закладными электронагревателями (ЗН) - способ получения неразъемных соединений ПЭ труб, при котором трубы соединяют между собой при помощи специальных соединительных деталей (муфт, седловых отводов, тройников, переходов), имеющих на внутренней поверхности встроенную спираль из металлической проволоки.



*Рис. 5.2. Стыковое сварное соединение*

Получение сварного соединения происходит в результате расплавления полиэтилена на соединительных поверхностях за счет тепла, выделяемого при протекании электрического тока по проволоке спирали.



*Рис. 5.3. Сварка муфтой с закладными электронагревателями*

### **Соединительные детали**

Детали для газопроводов (или фитинги) разделяют по назначению (тройники, отводы и т. д.) и способом присоединения к трубам (с гладким концом для сварки в стык или оснащенным закладными электронагревателями).

Соединительные детали используют как для сварки труб, так и для изменения диаметра, поворотов, ответвлений соединение со стальными трубами.

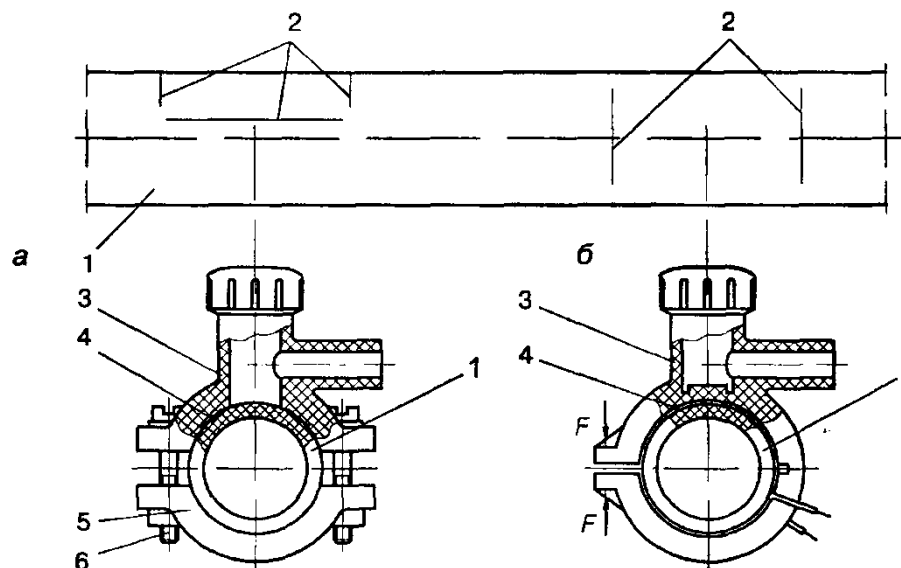


Рис. 5.4. Соединение п/э трубы и отводов с закладными нагревателями  
 а – седловой отвод с закладным нагревателем; б – отвод с разрезной муфтой с закладным нагревателем; 1 – труба; 2 – метки посадки отводов и механической обработки поверхности трубы; 3 – отвод; 4 – закладной нагреватель; 5 – полухомут; 6 – винты крепления;  $F$  – усилие прижатия отвода при сборке и сварке.

Кроме соединительных деталей применяются специальная запорная арматура - в первую очередь - шаровые краны, которые не требуют обслуживания в течении всего срока эксплуатации, могут монтироваться без колодцев. Управление краном осуществляется через телескопическую управляющую штангу, свободный конец которой выходит под крышку ковера.

Основными преимуществами полиэтиленовых газовых труб по сравнению со стальными являются:

- 1) высокая коррозионная устойчивость, обеспечивающая значительную долговечность трубопроводных систем и сокращение затрат на капитальные ремонты систем;
- 2) низкая шероховатость поверхности и незначительное гидравлическое сопротивление;
- 3) устойчивость к зарастанию;
- 4) высокое электрическое сопротивление, позволяющее прокладывать трубопроводы в зоне действия сильных электрополей без устройства катодной защиты и усиленной изоляции труб;
- 5) низкая звукопроводность;
- 6) эластичность труб. Деформация гибких труб может достигать существенных значений. Противодействие грунта ведет к более равномерному распределению нагрузки. В результате этого эффективная нагрузка на трубу и ее деформация уменьшаются;

7) гибкость труб, позволяющая поставлять длинномерные трубы диаметром до 110 мм (длиной более 100 м) в бухтах, на катушках и барабанах, что снижает количество стыковых соединений и повышает производительность монтажа, а также надежность систем (80 % аварий на пластмассовых трубопроводах происходит в стыковых соединениях);

8) небольшая масса (они легче металлических в 3–8 раз), что снижает транспортные и складские расходы;

9) простота монтажа, незначительные трудозатраты на заготовительные работы;

10) пожаробезопасность при монтаже (температура сварочных процессов 200–240 °С), позволяющая вести работы без остановки производственных процессов и в зданиях из сгораемых конструкций.

Также нужно учитывать следующие особенности полиэтиленовых газопроводов по сравнению со стальными:

1) низкая прочность (в 20–30 раз меньше, чем у металлов), необходимость защиты труб от механических и тепловых воздействий. Трубы нельзя использовать как несущие конструкции; арматуру и оборудование необходимо жестко крепить на строительных конструкциях, чтобы усилия не передавались на трубопроводы;

2) низкая поверхностная прочность, а поэтому необходимость защищать трубу от случайных наколов, надрезов, задиrow, которые являются местными концентраторами напряжения и приводят, следовательно, к старению и местному разрушению стенок трубы;

3) малая продольная жесткость, что требует более частого крепления по сравнению с другими трубами (через каждые 0,5–2,5 м в зависимости от материала, диаметра труб и внешней температуры);

4) высокий коэффициент температурного линейного расширения. При прокладке полиэтиленовых трубопроводов необходимо учитывать изменение длины трубы вследствие теплового расширения материала при изменении температуры. Эти удлинения компенсируются за счет зигзагообразной укладки сваренной плети в траншее.

## 5.2. Трассировка газопроводов

**Трассировкой** называется выбор трассы газопровода, т. е. линии, определяющей направление газопровода в каждой ее точке.

На выбор направления трассы газопровода влияют следующие условия:

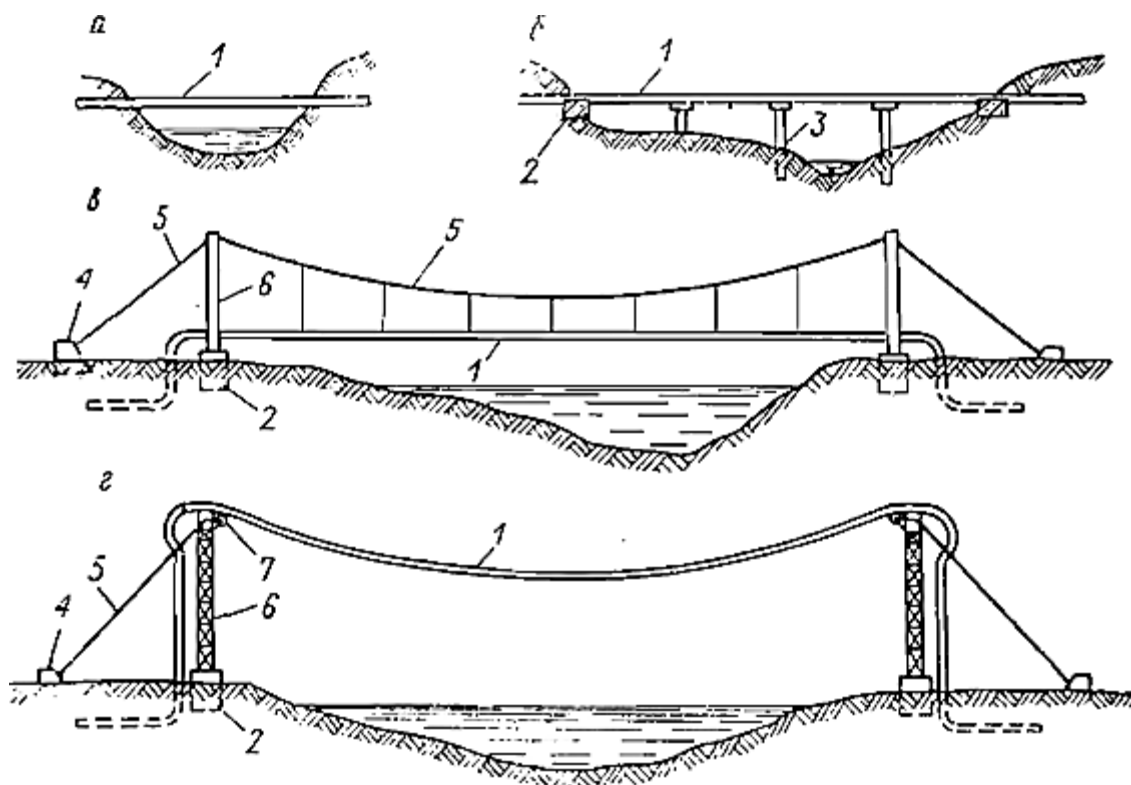
1. расстояние до потребителей;
2. направление и ширина проездов городов и других населенных пунктов;
3. вид дорожного покрытия, загруженность проезда различными сооружениями и городским транспортом;
4. наличие различного рода препятствий;

5. планировка кварталов;
6. рельеф местности.

На территории городов и других населенных пунктов все газопроводы должны укладываться в грунт. На территории промышленных и коммунально-бытовых предприятий рекомендуется надземная прокладка газопроводов. При выборе трассы газопроводов предпочтение необходимо давать проездам с небольшой интенсивностью движения транспорта, неасфальтированным дорожным покрытием и малонасыщенными подземными коммуникациями.

Трассы газопроводов назначаются кратчайшим путем. При этом направление проездов должно соответствовать принятой схеме газоснабжения. Ширина проездов должна обеспечивать допустимые расстояния от газопроводов до зданий, сооружений и различных подземных коммуникаций. Чем выше давление газа в газопроводе, тем больше эти допустимые расстояния.

На трассировку газопроводов оказывают влияние различные препятствия: реки, водоемы, овраги, шоссе и железнодорожные пути и т.д. Естественно, что при выборе трассы газопроводов необходимо стремиться к тому, чтобы количество переходов через них было минимальным.



*Рис. 5.5. Пересечение газопровода с различными преградами.*

Выбор трассы подземных газопроводов следует производить с учетом коррозионной агрессивности грунтов и наличия блуждающих токов.

Для районов города со старой планировкой, когда кварталы имеют сплошную застройку по периметру и состоят из отдельных владений, газопроводы прокладывают по каждому проезду и улице. Пересекаясь между собой, они образуют кольца. От

уличных газопроводов в каждое владение прокладывают вводы. Для городских районов с новой планировкой газопроводы располагают внутри кварталов.

При трассировке газопроводов необходимо соблюдать вертикальные расстояния от газопроводов до других сооружений согласно нормативным документам (ТКП 45-4.03-267-2012).

Перспективным является способ совместной прокладки различных подземных сооружений в одной траншее.

### **5.3. Устройство газопроводов**

Для прокладки газовых сетей различного назначения используются стальные (бесшовные и сварные) и пластмассовые (полиэтиленовые и винилпластовые) трубы.

Диаметр газопроводов и толщину их стенок определяют расчетом. Однако независимо от расчета толщина стенок надземного газопровода должна быть не менее 2 мм, а подземного – 3 мм.

Стальные газопроводы, прокладываемые в земле, соединяются сваркой. Резьбовые соединения труб и арматуры при подземных прокладках газопроводов не допускаются. Фланцевые соединения допускаются только в колодцах, в местах установки арматуры с фланцами, а также при установке компенсаторов и других деталей.

Для управления работой сети и обеспечения ее нормальной функции на ней устанавливают запорно-регулирующую арматуру, конденсатосборники, гидравлические затворы, компенсаторы. При монтаже газовой сети используются также соответствующие стальные фасонные части (отводы, колена, тройники, крестовины, переходы и т.п.).

#### **Правила заложения газопроводов в грунт.**

Глубина прокладки газопроводов не может быть стандартной величиной. Она зависит от состава транспортируемого газа, почвенно-климатических условий, величины динамических нагрузок и т.д.

Газопроводы, транспортирующие осушенный газ, могут пролегать в зоне промерзания грунта, а газопроводы, транспортирующие влажный газ, — ниже средней глубины промерзания грунта.

Минимальная глубина заложения газопроводов на проездах с усовершенствованными покрытиями (бетонными, асфальтобетонными и др.) должна быть не менее 0,8 м, а на участках без усовершенствованных дорожных покрытий — не менее 0,9 м до верхней образующей трубы.

В местах, где не предусматривается движение транспорта, глубина заложения газопроводов должна быть не менее 0,6 м.

Эти нормы предусматривают защиту газопроводов от различного рода механических повреждений и температурных напряжений.

Грунт и дорожный покров защищают газопроводы от механических повреждений и являются как бы теплоизоляцией от резких колебаний температуры.

Динамические нагрузки, возникающие на газопроводах от интенсивного движения транспорта, не должны создавать в трубах опасных напряжений.

### **Надземные и наземные газопроводы**

Надземные газопроводы следует прокладывать на отдельно стоящих опорах, эстажерках и колоннах из негорючих материалов или по стенам и покрытиям зданий.

При этом **разрешается** прокладка:

— на отдельно стоящих опорах, колоннах, эстакадах и эстажерках — газопроводов всех давлений;

— по стенам производственных зданий категорий В, Г и Д — газопроводов давлением до 0,6 МПа;

— по стенам общественных зданий и жилых домов не ниже VI степени огнестойкости — газопроводов давлением до 0,3 МПа;

— по стенам общественных зданий и жилых домов VII–VIII степени огнестойкости — газопроводов низкого давления с условным диаметром труб, как правило, не более 50 мм, а при размещении регулятора давления газа на наружных ограждающих конструкциях этих зданий — газопроводов давлением до 0,3 МПа — на участках до регуляторов;

— по кровлям жилых, общественных и производственных зданий I–VI степени огнестойкости с производствами категории В, Г, Д — газопроводов давлением до 0,3 МПа. Расстояние от газопровода до кровли здания должно быть не менее 0,2 м.

Газопроводы к крышным котельным следует прокладывать по глухим стенам зданий. При отсутствии глухих стен допускается прокладка газопроводов по стенам с проемами на расстоянии не менее 0,75 м от проема.

**Запрещается** транзитная прокладка:

— по стенам и покрытиям зданий детских учреждений, больниц, школ и зрелищных предприятий — газопроводов всех давлений;

— по стенам и покрытиям жилых домов — газопроводов среднего и высокого давления.

**Запрещается** прокладка газопроводов всех давлений по зданиям категорий А и Б, а также по стенам и покрытиям из панелей с металлической или пластиковой обшивкой и горючим утеплителем, за исключением административных и бытовых зданий объемом не более 1200 м<sup>3</sup>, многоквартирных и блокированных жилых домов, зданий ГРП.

Прокладку газопроводов по железнодорожным и автомобильным мостам следует предусматривать в случаях, когда это допускается требованиями нормативных документов, при этом прокладку газопроводов следует осуществлять в местах, исключая возможность скопления газа (в случае его утечки) в конструкциях моста.



#### 5.4. Размещение отключающих устройств на газопроводах

Отключающие устройства на газопроводах **следует предусматривать:**

- на вводах в жилые, общественные, производственные здания или в группу смежных зданий, перед наружными газопотребляющими установками;
- на отдельных вводах и ответвлениях от вводов в жилые, общественные и производственные здания к газопотребляющим установкам, размещаемым на покрытиях этих зданий;
- для отключения стояков жилых зданий выше пятого этажа;
- на вводах в ГРП, на выходе из ГРП при закольцованных газопроводах в системах с двумя и более ГРП;
- на ответвлениях от уличных газопроводов к отдельным микрорайонам, кварталам, группам жилых домов или отдельным домам при числе квартир более 400;
- для отключения отдельных участков газопроводов с целью обеспечения безопасности и надежности газоснабжения;
- при пересечении водных преград двумя и более нитками, а также одной ниткой при ширине водной преграды 75 м и более при меженном горизонте;
- при пересечении железных дорог общей сети и автомобильных дорог I и II категорий.

Отключающие устройства **допускается не предусматривать:**

- перед ГРП предприятий, если отключающее устройство, имеющееся на отводе от распределительного газопровода, находится от ГРП на расстоянии не более 100 м;
- на пересечении железнодорожных путей общей сети и автомобильных дорог I и II категорий при наличии отключающего устройства на расстоянии от путей (дорог) не более 1000 м, обеспечивающего прекращение подачи газа на участке перехода (линейные задвижки, отключающие устройства после ГРП, ГРС).

Отключающие устройства на наружных газопроводах следует размещать в колодцах, наземных шкафах или оградах, а также на стенах зданий.

На подземных газопроводах отключающие устройства следует предусматривать в колодцах, непосредственно в грунте или наземно в ограждении.

Размещение отключающих устройств следует предусматривать в доступном для обслуживания месте.

Отключающие устройства, устанавливаемые на параллельных газопроводах, следует смещать относительно друг друга на расстояние, обеспечивающее удобство обслуживания, монтажа и демонтажа.

В местах установки фланцевой запорной арматуры следует предусматривать компенсирующие или другие устройства, обеспечивающие возможность ее замены в процессе эксплуатации газопровода. Установка стальной запорной арматуры должна предусматриваться на сварке.

## ТЕМА 6 ЗАЩИТА ГАЗОПРОВОДОВ ОТ КОРРОЗИИ

### 6.1. Сущность коррозионных процессов

**Коррозией** металлов называется разрушение их поверхности под химическим и электрохимическим воздействием окружающей среды.

Основные виды коррозии:

- атмосферная,
- электрохимическая (почвенная),
- коррозия блуждающими токами.

Коррозии могут подвергаться наружные и внутренние поверхности труб. Внутренние поверхности стальных газопроводов могут подвергаться химической коррозии при недостаточной очистке газа от кислорода, влаги, сероводорода и других агрессивных компонентов, а иногда и от воздействия воды, оставшейся в газопроводе после строительства. Наружные поверхности подземных стальных газопроводов подвергаются более опасной почвенной коррозии, вызываемой электрохимическим воздействием окружающего грунта и блуждающих токов.

**Почвенная коррозия** – электрохимическое разрушение стальных газопроводов, вызванное наличием в грунте влаги, солей, кислот, щелочей, кислорода, а также неоднородностью металла. Почвенную коррозию по своей природе разделяют на химическую и электрохимическую.

Химической коррозии подвергаются незащищенные наружные поверхности стальных труб. Скорость коррозии металла зависит от свойств грунта – влажности, температуры, электропроводности, воздухопроницаемости, наличия солей. Электрохимическая коррозия в почве обусловлена взаимодействием металла труб с агрессивными растворами грунта. При этом металл выполняет роль электродов, а агрессивные растворы – роль электролитов.

Вблизи участков газопровода, где происходит процесс растворения металла с выходом ионов, образуются анодные зоны, а там, где процесс растворения происходит менее интенсивно, – катодные зоны. Таким образом на поверхности трубы образуется гальваническая пара, в которой ток по металлу трубы течет от катодной к анодной зоне, а в электролите (грунте) – от анодной к катодной. В местах выхода тока (анодная зона) будет происходить растворение металла, т.е. разрушение газопровода. В теле трубы образуются каверны и глубокие раковины.

**Коррозия блуждающими токами** – электрохимическое разрушение подземных газопроводов, вызванное действием постоянного и переменного токов, источниками которых является электрифицированный рельсовый транспорт (трамвай, метрополитен, электрифицированная железная дорога), промышленные установки, работающие на постоянном токе.

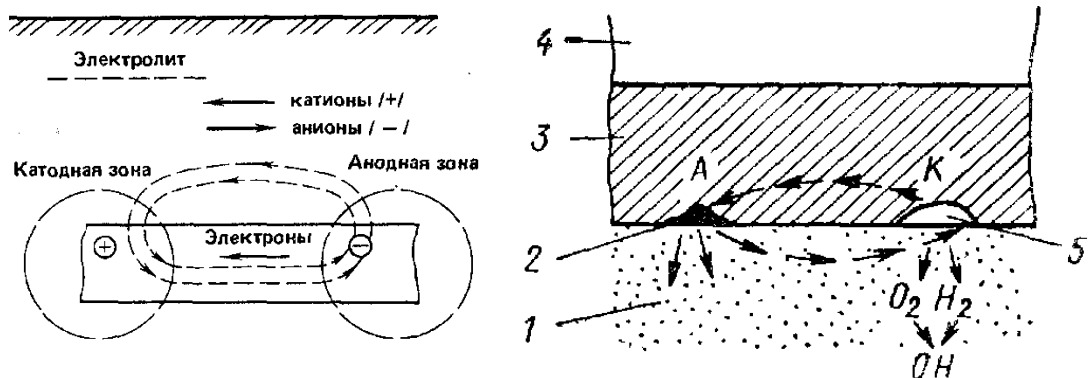


Рис. 6.1. Процесс электрохимической коррозии: 1 - грунт; 2 - царпина; 3 - стенка трубы; 4 - внутренняя полость трубы; 5 - неповрежденный участок.

Постоянные токи, возвращающиеся по рельсам к отрицательной шине тяговой подстанции, из-за несовершенства изоляции рельсов от земли и нарушения контактов на стыках рельсов частично стекают в грунт. Эти блуждающие токи через повреждения изоляционного покрытия попадают на газопроводы, электрическое сопротивление которых значительно ниже сопротивления окружающего их грунта. На участках приближения газопроводов к тяговым подстанциям и отсасывающим пунктам блуждающие токи стекают с газопровода через грунт обратно в рельсовую цепь.

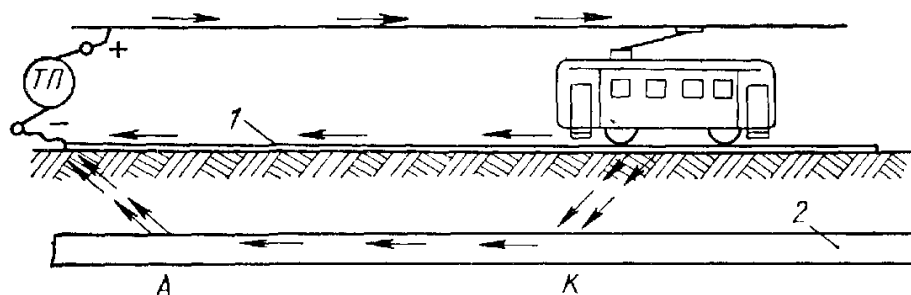


Рис. 6.2: схема движения блуждающих токов с трамвайного пути на газопровод: 1 - рельсовый путь; 2 — газопровод; А - анодная зона; К - катодная зона; ТП - тяговая подстанция.

В зоне входа блуждающих токов газопровод поляризуется катодно, а в зоне выхода - анодно. Последнее сопровождается сосредоточенным разрушением металла. Попадание блуждающих токов с трамвайного пути на газопровод схематически представлено на рис. 2.

Коррозия блуждающими токами опаснее почвенной коррозии, так как стекание токов с анодных участков сопровождается местным разрушением металла в виде глубоких каверн и даже сквозных отверстий. С увеличением силы тока, стекающего с единицы поверхности газопровода, скорость коррозии возрастает.

## 6.2. Коррозионная активность грунтов и электрические измерения

Для выбора соответствующих мер защиты подземных газопроводов от коррозии необходимо определить коррозионную активность грунта и характер распространения блуждающих токов вдоль трассы газопровода.

Коррозионная активность грунта зависит от его состава, влажности, воздухопроницаемости и электропроводности. Влажные грунты более активно действуют на металл, чем сухие.

В настоящее время для характеристики коррозионной активности грунтов используют величину их удельного электрического сопротивления. Между электрическим сопротивлением грунтов и их коррозионной активностью существует прямая зависимость: чем меньше сопротивление, тем больше возможность коррозии. Электрическое сопротивление грунта не является постоянной величиной в течение года. Наибольшее сопротивление грунта – летом, наименьшее – весной и осенью в периоды наибольшей влажности. Оценку коррозионной активности грунта проводят по наименьшему годовому электрическому сопротивлению.

Для выявления коррозионного состояния газопроводов проводят электрические измерения с помощью приборов, присоединяемых к специальным проводникам, которые называются контрольными пунктами. Контрольные пункты устанавливают на газопроводах в пределах населенного пункта через каждые 200 м, вне территории населенного пункта – не более 500 м. Для измерения защитных электропотенциалов газопроводов допускается использовать отключающие устройства, конденсаторы и другое оборудование и сооружения на газопроводах.

Оценка опасности коррозии газопроводов блуждающими токами складывается после определения следующих показателей:

1. Наличия блуждающих токов в земле;
2. Разности потенциалов между газопроводом и землей;
3. Разности потенциалов между газопроводом и рельсами электрифицированного транспорта и другими смежными подземными сооружениями;
4. Величины и направления тока в газопроводе;
5. Плотности тока, стекающего из газопровода в землю.

### **6.3. Измерение потенциалов**

Измерение электрических потенциалов производят для выявления анодных зон и проверки эффективности работы защитных установок. Замеры потенциалов газопровод - земля производят высокоомными вольтметрами или самопишущими приборами. При измерениях положительную клемму прибора подключают к газопроводу, а отрицательную - к электроду сравнения.

По результатам замеров составляют сводные ведомости, а результаты измерений потенциалов на контактных устройствах защитных установок заносят в специальный журнал. Эти результаты используют при планировании ремонтных работ. При выявлении устойчивых анодных зон необходимо принимать срочные меры по защите газопроводов.

### **6.4. Определение направления и величины тока**

Направление блуждающих токов в газопроводе определяют милливольтметрами, подключаемыми к газопроводу, клеммы которого подключают к двум доступным точкам газопровода с расстоянием между ними не более 100 - 200 м.

Величину тока можно определить по формуле

$$I = \frac{\Delta U_{\text{ср}}}{Rl} \quad (6.1)$$

где  $\Delta U_{\text{ср}}$  – среднее значение падения напряжения на участке подземного газопровода, В;

$R$  – сопротивление газопровода длиной 1 м, Ом·м;

$l$  – длина измеряемого участка газопровода, м.

По результатам измерений определяют среднее значение положительных и отрицательных потенциалов газопроводов. По этим данным можно построить потенциальную диаграмму газопровода.

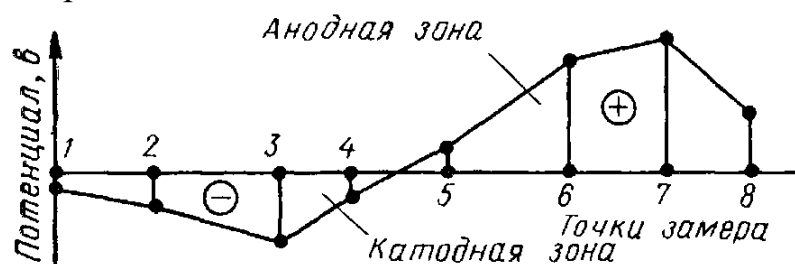


Рис. 6.3: потенциальная диаграмма газопровода

На основании данных о коррозионной активности грунтов и результатов электроизмерений на трассе решается вопрос о защите газопровода от коррозии пассивными средствами в виде противокоррозионных покрытий и активными электрическими средствами. В последнем случае должно быть принято решение о комплексной электрической защите газопровода и смежных металлических подземных сооружений (водопровода, теплотрассы, свинцованных кабелей и др.), так как электрозащита одного газопровода может отрицательно повлиять на другие сооружения.

### 6.5. Защита газопроводов от коррозии

Подземные газопроводы защищают от почвенной коррозии и коррозии блуждающими токами двумя способами: пассивным и активным.

**Пассивный способ** заключается в изоляции газопровода от контакта с окружающим грунтом. **Активный способ** (электрохимическая защита) заключается в создании защитного потенциала газопровода по отношению к окружающей среде.

При этом изоляционные покрытия обеспечивают первичную (пассивную) защиту трубопроводов от коррозии, выполняя функцию "диффузионного барьера", через который затрудняется доступ к металлу коррозионноактивных агентов (воды, кислорода воздуха). При появлении в покрытии дефектов предусматривается система катодной защиты трубопроводов - активная защита от коррозии.

### 6.5.1. Противокоррозионные покрытия

В зависимости от коррозионной активности грунтов применяют три типа изоляции трубопроводов: нормальную, усиленную и весьма усиленную. При этом однослойные покрытия соответствуют **нормальной**, двухслойные – **усиленной**, а трехслойные – **весьма усиленной** изоляции.

В городских условиях изоляция нормального типа может быть применена лишь для газопроводов низкого давления с толщиной стенки труб не менее 5 мм при прокладке таких газопроводов в грунтах с низкой коррозионной активностью. В грунтах со средней коррозионной активностью газопроводы укладываются с изоляцией усиленного типа, а в грунтах более высокой активности применяют изоляцию весьма усиленного типа.

Участки газопроводов на переходах через водные преграды, под железнодорожными и трамвайными путями, на заболоченных или засоренных мусором или шлаком местах, в зонах действия блуждающих токов и в других ответственных и опасных в коррозионном отношении местах должны иметь изоляцию только весьма усиленного типа.

Покрытия должны быть диэлектрическими, водонепроницаемыми, химически инертными по отношению к стали и грунту, прочными и эластичными, с хорошей прилипаемостью к трубе, монолитными и однородными. Кроме того, покрытия должны выполняться по возможности из недефицитных дешевых материалов.

Защитное покрытие должно удовлетворять целому ряду требований, основными из которых являются:

- низкая влажнокислородопроницаемость,
- высокие механические характеристики,
- высокая и стабильная во времени адгезия покрытия к стали,
- стойкость к катодному отслаиванию, хорошие диэлектрические характеристики,
- устойчивость покрытия к тепловому старению.

Изоляционные покрытия должны выполнять свои функции в широком интервале температур строительства и эксплуатации трубопроводов, обеспечивая их защиту от коррозии на максимально возможный срок их эксплуатации.

Рассмотрим основные типы современных антикоррозионных покрытий трубопроводов заводского и трассового нанесения, их преимущества, недостатки, область применения.

#### **Антикоррозионные покрытия трубопроводов трассового нанесения**

Для изоляции трубопроводов в трассовых условиях в настоящее время наиболее широко применяют три типа защитных покрытий:

- а) битумно-мастичные покрытия;

- б) полимерные ленточные покрытия;
- в) комбинированные мастично-ленточные покрытия.

**Битумно-мастичные покрытия.** На протяжении многих десятилетий битумно-мастичное покрытие являлось основным типом наружного защитного покрытия трубопроводов. К преимуществам битумно-мастичных покрытий следует отнести их дешевизну, большой опыт применения, достаточно простую технологию нанесения в заводских и трассовых условиях. Битумные покрытия проницаемы для токов электрозащиты, хорошо работают совместно со средствами электрохимической защиты.

Конструкция битумно-мастичного покрытия состоит из слоя битумной или битумно-полимерной грунтовки (раствор битума в бензине), двух или трех слоев битумной мастики, между которыми находится армирующий материал (стеклохолст или стеклоткань) и наружного слоя из защитной обертки.

Основными недостатками битумно-мастичных покрытий являются: узкий температурный диапазон применения (от  $-10$  до  $+40$  °С), недостаточно высокая ударная прочность и стойкость к продавливанию, повышенная влагонасыщаемость и низкая биостойкость покрытий. Срок службы битумных покрытий ограничен и, как правило, не превышает 10-15 лет. Рекомендуемая область применения битумно-мастичных покрытий - защита от коррозии трубопроводов малых и средних диаметров, работающих при нормальных температурах эксплуатации. Применение битумных покрытий ограничивается диаметрами трубопроводов не более 820 мм и температурой эксплуатации не выше  $+40$  °С.

**Полимерные ленточные покрытия.** Полимерные ленточные покрытия за рубежом стали применяться в начале 60-х гг. прошлого века. В нашей стране пик применения полимерных ленточных покрытий пришелся на 70-80 гг. К настоящему времени на долю полимерных ленточных покрытий на газопроводах приходится до 60-65% от их общей протяженности.

Конструкция полимерного ленточного покрытия трассового нанесения состоит из слоя адгезионной грунтовки, 1 слоя полимерной изоляционной ленты толщиной не менее 0,6 мм и 1 слоя защитной полимерной обертки толщиной не менее 0,6 мм. Общая толщина покрытия - не менее 1,2 мм. При заводской изоляции труб количество слоев изоляционной ленты и обертки увеличивается. При этом общая толщина покрытия должна составлять: не менее 1,2 мм - для труб диаметром до 273 мм, не менее 1,8 мм - для труб диаметром до 530 мм и не менее 2,4 мм - для труб диаметром до 820 мм включительно. Для нефте- и нефтепродуктопроводов допускается применять ленточные покрытия трассового нанесения при изоляции труб диаметром до 1420 мм, но при этом общая толщина покрытия должна составлять не менее 1,8 мм (наносится 2 слоя полимерной ленты и 1 слой защитной обертки).

К преимуществам ленточных покрытий следует отнести: высокую технологичность их нанесения на трубы в заводских и трассовых условиях, хорошие диэлектри-

ческие характеристики, низкую влажностепрооницаемость и достаточно широкий температурный диапазон применения.

Основными недостатками полимерных ленточных покрытий являются: низкая устойчивость к сдвигу под воздействием осадки грунта, недостаточно высокая ударная прочность покрытий, низкая биостойкость адгезионного подслоя покрытия.

Срок службы полимерных ленточных покрытий на трубопроводах диаметром 1020 мм и выше составляет от 7 до 15 лет, что в 2-4 раза меньше нормативного срока амортизации магистральных трубопроводов (не менее 33 лет). В настоящее время в ОАО "Газпром" проводятся масштабные работы по ремонту и переизоляции трубопроводов с наружными полимерными ленточными покрытиями после 20-30 лет их эксплуатации.

**Комбинированное мастично-ленточное покрытие.** Большой популярностью пользуется комбинированное мастично-ленточное покрытие типа "Пластобит". Конструктивно покрытие состоит из слоя адгезионного праймера, слоя изоляционной мастики на основе битума или асфальтосмолистых соединений, слоя изоляционной полимерной ленты толщиной не менее 0,4 мм и слоя полимерной защитной обертки толщиной не менее 0,5 мм. Общая толщина комбинированного мастично-ленточного покрытия составляет не менее 4,0 мм. Данный тип покрытия в настоящее время наиболее часто применяют при проведении работ по ремонту и переизоляции действующих нефтепроводов, имеющих битумные покрытия.

Основные недостатки комбинированного мастично-ленточного покрытия – недостаточно широкий температурный диапазон применения (от - 10 до + 40 °С) и недостаточно высокие физико-механические показатели свойств (ударная прочность, стойкость к продавливанию и др.).

**Технология нанесения покрытий. Нанесение** защитных битумно-мастичных и полимерных ленточных покрытий **в трассовых условиях** осуществляется после сварки труб и контроля сварных стыков. Для нанесения покрытий используются передвижные механизированные колонны, включающие: трубоукладчики и навесное технологическое оборудование (очистные и изоляционные машины, комбайны и т.д.), перемещающиеся по сваренному в "нитку" трубопроводу и выполняющие операции по щеточной очистке, праймированию поверхности труб, нанесению на них защитного покрытия. При выполнении работ в зимнее время в состав оборудования дополнительно вводится передвижная печь для нагрева и сушки труб.

Практический опыт показал, что, несмотря на достаточно высокую степень механизации изоляционных работ в трассовых условиях, данный способ изоляции не обеспечивает качественного нанесения на трубы защитных покрытий. Это обусловлено влиянием погодных условий, отсутствием средств и методов пооперационного технологического контроля, а также недостаточно высокими механическими и защитными свойствами битумных и ленточных покрытий.



Перенос процесса наружной изоляции труб из трассовых условий в заводские или базовые условия не только позволил ускорить темпы строительства трубопроводов, но и в значительной степени повысить качество и надежность их противокоррозионной защиты.

**Заводские покрытия труб.** При заводской изоляции труб на качество работ не влияют погодные условия, проводится последовательный пооперационный технологический контроль. Кроме того, при изоляции труб в заводских условиях появляется возможность использовать современные изоляционные материалы и технологии их нанесения. Для наружной изоляции трубопроводов наиболее часто применяются следующие типы заводских покрытий:

- а) заводское эпоксидное покрытие;
- б) заводское полиэтиленовое покрытие;
- в) заводское полипропиленовое покрытие;
- г) заводское комбинированное ленточно-полиэтиленовое покрытие.

Данные типы покрытий отвечают современным техническим требованиям и обеспечивают долговременную, эффективную защиту трубопроводов от почвенной коррозии.

В разных странах отдается предпочтение различным типам заводских покрытий. В США, Англии, Канаде наиболее популярны эпоксидные покрытия труб, в Европе, Японии и России предпочтение отдается заводским покрытиям на основе экструдированного полиэтилена. Для изоляции морских трубопроводов и "горячих" (80-110 °С) участков трубопроводов применяются, как правило, полипропиленовые покрытия. Комбинированные ленточно-полиэтиленовые покрытия используются в основном для изоляции труб малых и средних диаметров с температурой эксплуатации до + 40 °С.

### **6.5.2. Электрические методы защиты**

Стальные газопроводы и резервуары, уложенные в землю, подлежат электрической защите во всех анодных и знакопеременных зонах независимо от коррозионной активности грунта. Электрические методы защиты могут быть разделены на две основные группы:

- отвод и нейтрализация блуждающих токов;
- защита вне зоны блуждающих токов.

Выбор того или иного способа защиты зависит от конкретных условий и в большинстве случаев определяется путем экспериментального сравнения эффективности их действия. В тех случаях, когда одним из способов защиты не удастся обеспечить защитные потенциалы на всех участках защищаемых газопроводов, применяют сочетание нескольких способов защиты.

Основными методами электрической защиты являются: **электрический дренаж, катодная и протекторная защиты**. Выбор метода осуществляется в зависимости от местных условий и результатов электроизмерений.

**Электрический дренаж.** Электрическим дренажем называется организованный отвод блуждающих токов из защищаемого газопровода к источнику этих токов. Различают три вида электрического дренажа: **прямой, поляризованный и усиленный**. Каждый из дренажей осуществляется путем электрического соединения подземного газопровода через дренажное устройство с отрицательной шиной тяговой подстанции, или отсасывающим пунктом, или с рельсами электрифицированного транспорта.

Прямой (простой) электродренаж (рис. 6.4, а) обладает двусторонней проводимостью, и применим лишь на участках с устойчивым анодным потенциалом, где исключена возможность стекания токов с рельсов или отрицательной шины тяговой подстанции в газопровод.

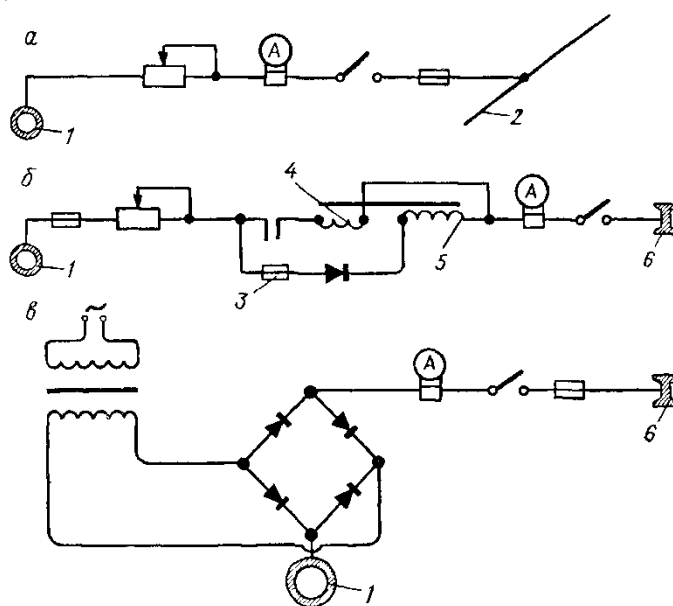


Рис. 6.4. Схемы электрических дренажей.

*а — простой; б — поляризованный; в — усиленный поляризованный. 1 — газопровод; 2 — отсасывающий фидер; 3 — предохранитель на малую силу тока; 4, 5 — обмотки контактора; 6 — рельс.*

Поляризованный дренаж обладает односторонней проводимостью за счет включения в его схему релейно-контактной аппаратуры или за счет установки полупроводниковых диодов, обладающих односторонней проводимостью (рис. 6.4, б). Поляризованный электродренаж обычно подключают к рельсам электрифицированного транспорта, но его можно подключать и к отсасывающим пунктам.

Усиленный поляризованный электродренаж (см. рис. 6.4, в) также обладает односторонней проводимостью, но в его схему для увеличения эффективности работы дополнительно включен источник постоянного тока, повышающий разность потенциалов газопровод — рельс. Усиленные дренажи применяют для защиты от коррозии, вызываемой несколькими источниками блуждающих токов, при значительном удале-

нии газопровода от рельсов электрифицированного транспорта, при незначительных и знакопеременных потенциалах на рельсах и в ряде других подобных случаев. Применение усиленных дренажей позволяет значительно уменьшить сечения дренажных кабелей.

Дренажные установки, размещаемые в небольших металлических шкафах, являются удобным и эффективным методом защиты городских газопроводов от коррозии. Одна дренажная установка способна защитить до 5—6 км газопровода.

**Катодная защита.** Катодной защитой называется способ защиты газопроводов от подземной коррозии за счет их катодной поляризации с помощью тока от внешнего источника. Установка катодной защиты состоит из источника постоянного тока (катодной станции), анодного заземления и соединительных электрокабелей.

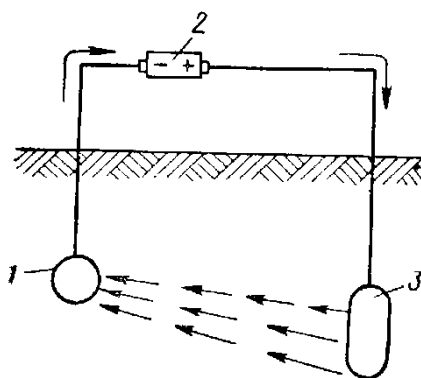


Рис. 6.5. Схема катодной защиты.

1 — газопровод, 2 — источник постоянного тока, 3 — анодный заземлитель.

Отрицательный полюс источника тока (рис. 6.5) подключается к защищаемому газопроводу 1, а положительный — к анодному заземлителю 3. В образовавшейся замкнутой электрической цепи ток течет от положительного полюса источника через анод и грунт к газопроводу, а с него возвращается к отрицательному полюсу источника. В результате происходит постепенное разрушение не газопровода, а вкопанных в землю старых труб или рельсов. Эффективность действия катодной защиты зависит от состояния изоляционных покрытий. При хорошей изоляции сокращается расход электрической энергии и увеличивается протяженность защищенных участков металлических сооружений.

Катодные установки наиболее целесообразны для защиты от почвенной коррозии и менее эффективны при защите от блуждающих токов. Эксплуатация установок катодной защиты сопровождается повышенным расходом электрической энергии.

**Протекторная защита.** Протекторная защита заключается в том, что катодная поляризация защищаемого газопровода достигается подключением к нему анодных заземлителей из металла, обладающего в данной грунтовой среде более отрицательным электрохимическим потенциалом, чем металл газопровода.

Протекторная установка (рис. 6.6) состоит из протектора (анодного заземлителя) 5, активатора 4, изолированного соединительного провода 3 и контрольного пункта 2.

Протектор представляет собой сплошной цилиндр из сплава алюминия, магния, цинка и марганца, в центре которого размещен стальной сердечник 6 с выступающим концом для подключения провода 3. Активатор (заполнитель) 4 состоит из смеси сернистых солей магния, натрия или кальция с глиной и создает вокруг протектора оболочку, растворяющую продукты коррозии протектора и снижающую переходное электрическое сопротивление от протектора к грунту.

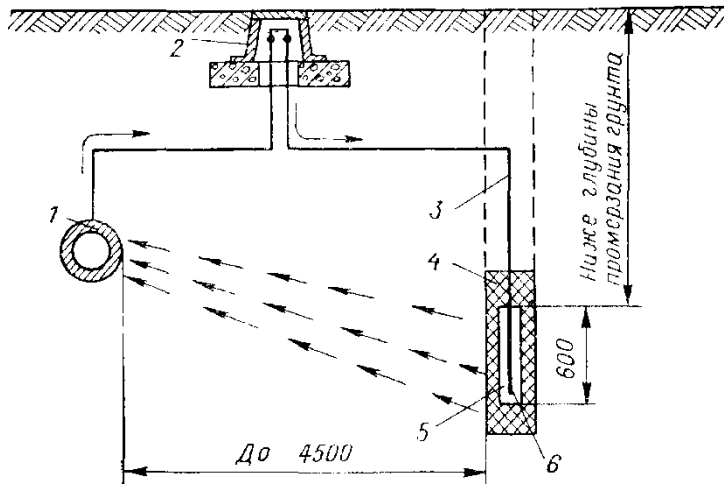
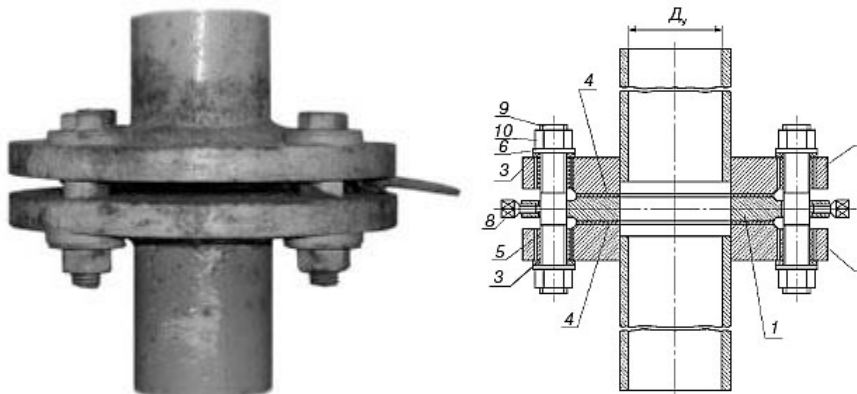


Рис. 6.6. Схема протекторной защиты.

1 — газопровод; 2 — контрольный пункт; 3 — соединительный кабель; 4 — активатор; 5 — протектор; 6 — стальной сердечник.

Контрольный пункт, устанавливаемый на отдельных протекторных установках, позволяет периодически контролировать действие установки. На рис. 3 показано, что протекторная установка представляет собой гальваническую пару, в которой газопровод является катодом, а протектор — анодом. В результате за счет постепенной коррозии протектора сохраняется газопровод.

**Электрическое секционирование.** Этот метод защиты дополняет устройства электрической защиты. Газопровод разъединяют на отдельные секции, монтируя промежуточные диэлектрические изолирующие вставки, что значительно ограничивает зону действия блуждающих токов. **Изолирующие фланцевые соединения (ИФС)** — дополнительное средство защиты газопроводов от коррозии, используемое совместно с устройствами электрохимической защиты (Рис.6.7).



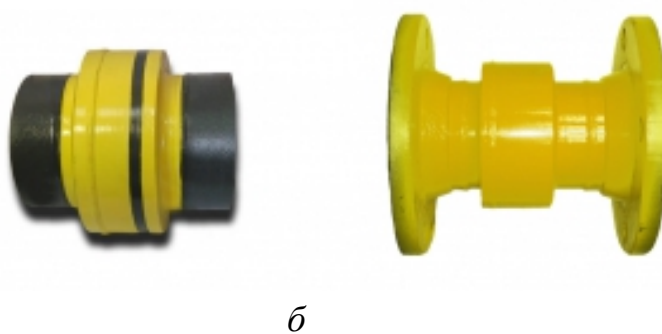
*Рис. 6.7. Изолирующее фланцевое соединение:*

*1, 2, 7 — фланцы; 3, 4 — прокладки; 5 — втулка; 6 — шайба; 8 — винт; 9 — шпилька; 10 — гайка*

Обычно ИФС (прокладки между фланцами из паронита, резины или эбонита) и вставки (из полиэтиленовых труб) применяют для отсечения различных подземных сооружений (газопровод и теплопровод в котельной, газопровод и водопровод в дом и т. п.) друг от друга, а также для разъединения сооружения по принадлежности.

Установка ИФС на газопроводах чаще всего предусматривается на стояках вводных газопроводов к потребителям, где возможен электрический контакт газопровода с заземленными конструкциями и коммуникациями; на подземных и надводных переходах газопроводов через препятствия (на вертикальных участках), а также на вводах (и выводах) газопроводов в ГРС, ГРП, ГРУ. С каждой стороны от ИФС устанавливаются контрольные проводники с выводом на поверхность.

В настоящее время существуют конструкции неразъемных изолирующих соединений, изготовленные с применением изолирующих вставок. Сверху эти конструкции покрыты изоляцией из стеклопластика (Рис. 6.8).



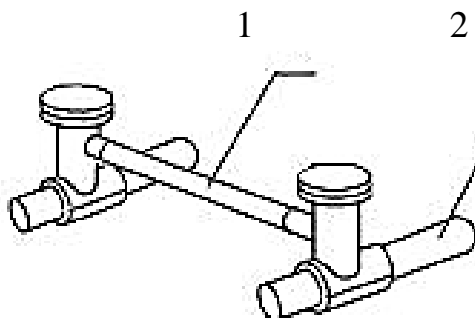
*Рис. 6.8. Соединение изолирующее:*

*а – СИ с резьбовым соединением; б – СИ с фланцевым соединением.*

Соединение изолирующее СИ - современное средство защиты газопроводов от блуждающих токов вместо существующих ИФС. Конструкция изолятора и применяемые материалы обеспечивают высокое электрическое сопротивление (более 500 Мом при напряжении 1кВ), герметичность, защиту изолирующего слоя как от влияния внешней среды (ультрафиолетовое излучение, влага, пыль и др.), так и от транспортируемого газа. Диэлектрические свойства СИ значительно выше ИФС. Соединения изолирующие, предотвращая утечку тока при катодной защите газопроводов, дают значительную экономию электроэнергии.

**Электрические перемычки** (Рис.6.9). Этот способ защиты применяют в случаях, когда на одном сооружении — положительный потенциал (анодная зона), а на другом сооружении — отрицательный (катодная зона), то есть их электрическое объединение перемычками приводит к тому, что на обоих сооружениях устанавливаются отрицательные потенциалы. Такие перемычки применяют для объединения локальных и магистральных (дальних) газопроводов, а также при прокладке по одной улице или в

одном районе газопроводов различного давления, например высокого и низкого. Широко практикуются перемычки при совместной защите различных сооружений. Электрические перемычки между газопроводами, выполненные из полосовой стали, должны иметь изоляционные покрытия весьма усиленного типа.



*Рис. 6.8. Электрическая перемычка между газопроводами.  
1 – перемычка, 2 – газопроводы.*

## ТЕМА 7 РЕЖИМ ПОТРЕБЛЕНИЯ ГАЗА

Режим потребления газа — связь расхода газа со временем его использования. Все городские потребители газа используют его неравномерно. Потребление газа изменяется по месяцам, дням недели или календарным дням, по часам суток. В зависимости от отрезка времени, в течение которого расход газа считают постоянным, различают: **сезонную** неравномерность, или неравномерность по месяцам года; **суточную** неравномерность, или неравномерность по дням недели, месяца или года; **часовую** неравномерность, или неравномерность по часам суток. Режим расхода газа городом зависит от режима отдельных групп потребителей и их долевого участия в общем городском потреблении. Неравномерность расходования газа обусловлена многими факторами: климатическими условиями, режимом работы предприятий и их газооборудования, укладом жизни населения и газооборудованием квартир. Неравномерность потребления существенно сказывается на экономических показателях систем газоснабжения. Несоответствие подачи газа спросу делает систему ненадежной. При наличии пиков потребления газа требуется увеличение мощности оборудования и диаметров труб систем газоснабжения. Выравнивание графиков потребления обуславливает строительство подземных хранилищ газа и создание потребителей-регуляторов, оборудуемых вторыми топливными хозяйствами. Наилучшее решение проблемы дает метод экономической оптимизации.

Режим потребления газа по месяцам года описывается годовыми графиками, которые строят в предположении постоянного расхода в течение каждого месяца. Графики позволяют правильно планировать спрос на газ, определять необходимую мощность потребителей-регуляторов, планировать ремонтные работы на газовых сетях и их сооружениях. Графики строят для всех потребителей города, разделив их на группы. Вначале по оси ординат откладывают расходы газа потребителями с наименьшей неравномерностью (промышленностью и электростанциями), далее коммунально-бытовыми потребителями и, наконец, расходы газа на отопление и вентиляцию. Полученный график характеризуется максимальным потреблением в зимние месяцы и минимальным — в летние.

Наибольшую неравномерность потребления газа создает отопительная нагрузка: чем больше доля этой нагрузки, тем больше неравномерность.

Неравномерность графика **сезонного** потребления характеризуется двумя коэффициентами: неравномерности потребления  $K_m$ , равным отношению расхода газа за данный месяц к среднемесячному расходу за год (мощностная характеристика), и несбалансированности годового потребления  $a_r$ , равным отношению количества газа, потребляемого больше (или меньше) среднего уровня, к годовому потреблению (объемная характеристика). Максимальные значения коэфф.  $K_m$  изменяются в пределах 1,2—1,3, коэфф.  $a_r$  — 0,12—0,15 (большие значения этого коэфф. имеют города со значительной отопительной нагрузкой).

Неравномерность потребления газа по сезонам выравнивается с помощью хранилищ газа, потребителей-регуляторов. Наиболее экономичный способ — использование подземных хранилищ, в которые летом закачивают избытки газа, а зимой используют его для покрытия пиков потребления. Следовательно, с помощью подземных хранилищ уменьшается максимальный расход газа, транспортируемого по магистральным газопроводам. Ограничение использования хранилищ связано только с возможностью их строительства вблизи узлов потребления газа. Следующий способ регулирования графика — применение потребителей-регуляторов, в качестве которых могут быть котельные электростанций или крупных промышленных потребителей. Они имеют двойное топливоснабжение: газ — мазут, газ — угольная пыль; зимой работают на втором топливе, летом используют газ. Следовательно, с их помощью можно заполнить только летний провал графика потребления газа. Оставшаяся неравномерность сезонного потребления газа покрывается снижением подачи его летом. Незаполненная часть графика должна быть не более 15% макс, годового количества газа, которое может подать магистральный газопровод.

Наибольшие трудности возникают при удовлетворении **суточных**, пиковых нагрузок, возникающих при низких наружных температурах (при морозах). Использование для этих целей подземных хранилищ газа неэкономично, т.к. с увеличением интенсивности отбора газа резко возрастают капитальные вложения и эксплуатационные расходы. Для покрытия суточной неравномерности отопительной нагрузки вводят ограничения на подачу газа промышленным предприятиям, которые переводят газоиспользующие установки на жидкое котельное топливо.

**Суточная неравномерность** по дням недели зависит от уклада жизни населения, режима работы предприятий и изменения температуры наружного воздуха. При отсутствии резких колебаний наружной температуры потребление газа в квартирах в течение первых четырех дней недели примерно равномерное. В пятницу расход газа возрастает и достигает максимума в субботу. Максимальный коэффициент суточной неравномерности  $K_c^{\max}$  потребления газа в квартирах составляет 1,2—1,25.

У городов со значительной промышленной нагрузкой утренний пик больше вечернего. Наибольшая **часовая** неравномерность наблюдается у бытовых и коммунальных потребителей. Расход газа на отопление у крупных систем в течение суток изменяется мало. Он существенно изменяется у отопительных систем периодического действия, *например*, при использовании отопительных печей. Режим потребления газа промышленными предприятиями в основном определяется числом рабочих смен.

Суточные графики характеризуются коэффициентом неравномерности и коэффициентом суточной несбалансированности. Второй представляет собой отношение количества газа, которое способно обеспечить спрос на газ при его равномерной подаче, к суточному потреблению. Он определяется максимальной разностью между интегралом прямой подачи газа и интегралу кривой его потребления. Максимальный коэффициент  $K_c^{\max}$  потребления газа в квартирах — 1,6—2,2. Коэффициент  $a_c$  изменяет-



ся в пределах 0,1—0,15. Для выравнивания суточного графика используют аккумулирующую способность магистральных газопроводов, питающих городскую систему. В ночные часы, когда потребление падает, газ накапливается в газопроводах, давление газа растет, а в пики потребления аккумулированный газ используется и давление в магистральных газопроводах падает.

### Режимы потребления

Потребление газа отличается неравномерностью, причем каждой категории газопотребителей свойственны характерные сезонные, недельные и суточные неравномерности потребления. Наибольшая **суточная неравномерность** присуща бытовым и другим потребителям, использующим газ для приготовления пищи и горячей воды, наименьшая — промышленным предприятиям с непрерывными технологическими процессами.

Колебания в расходе газа бытовыми потребителями имеют определенную закономерность: в дневные и вечерние часы расход газа наибольший, а в ночные снижается до минимума, доходя при малом числе потребителей почти до нуля. При этом в течение суток наблюдаются часы усиленного потребления газа, соответствующие времени приготовления пищи и приема ванн.

Потребление газа неравномерно и по дням недели; при сравнительно равномерном от понедельника до пятницы в субботу оно увеличивается. Значительное повышение расхода газа наблюдается также в предпраздничные дни, например, 31 декабря, когда потребление газа превышает годовой среднесуточный расход в 1,6–1,8 раза.

**Сезонная неравномерность** потребления газа объясняется дополнительным расходом на отопление в зимнее время и некоторым уменьшением его летом. Режимы расхода газа различными категориями потребителей зависят от множества факторов и местных условий, не поддающихся точному учету. По этим причинам любые количественные характеристики режимов расхода газа, составленные на основании исследований проектных, научных и эксплуатационных организаций, должны уточняться в зависимости от местных условий.

$$K_{\text{сн}} = 17,0 : (100 : 7) \approx 1,20 \quad (7.1)$$

**Коэффициент месячной неравномерности** (отношение максимального месячного расхода к среднемесячному)

$$K_{\text{мн}} = 10,3 : (100 : 12) \approx 1,25 \quad (7.2)$$

**Коэффициент суточной неравномерности за год**

$$K_{\text{н}} = K_{\text{сн}} K_{\text{мн}} = 1,20 \times 1,25 \approx 1,50 \quad (7.3)$$

**Коэффициенты часовой неравномерности** для зимних дней (отношение максимального часового расхода к среднемесячному):

для крупных городов:  $K_{\text{чн}} = 7 : (100 : 24) \approx 1,68 \quad (7.4)$

для небольших городов  $K_{\text{чн}} = 7,7 : (100 : 24) \approx 1,85 \quad (7.5)$

## Расчетные часовые расходы

Расчетные часовые расходы газа служат исходными данными для определения диаметров газопроводов, для выбора размеров и типов газовой арматуры, аппаратуры и оборудования. Неравномерность потребления газа обуславливается неравномерными режимами работы каждого установленного прибора или установки и несовпадением часов работы как однотипных, так и разных по назначению приборов.

Системы газоснабжения городов и других населенных пунктов следует рассчитывать на максимальный часовой расход газа исходя из совмещенного суточного графика потребления всеми потребителями. Расчетный часовой расход газа  $Q_{p.ч}$ , м<sup>3</sup>/ч, при 0°С и давлении 101,3 кПа на хозяйственно-бытовые и коммунальные нужды определяют как долю годового расхода по формуле:

$$Q_{p.ч} = K_m Q_{год} \quad (7.6)$$

где  $K_m$  — коэффициент часового максимума расхода газа (коэффициент перехода от годового расхода к максимальному часовому);  $Q_{год}$  — годовой расход газа, м<sup>3</sup>/год.

**Коэффициент часового максимума расхода** принимают дифференцированно для каждого района газоснабжения, сети которого представляют собой самостоятельную систему, гидравлически не связанную с системами других районов. Значения этого коэффициента для коммунально-бытовых потребителей приведены ниже. Расчетный часовой расход газа на технологические и отопительные нужды промышленных, коммунально-бытовых и сельскохозяйственных предприятий следует определять с учетом КПД газового оборудования. Значения коэффициента часового максимума расхода газа необходимо устанавливать при проектировании на основании данных о характере производства и режимах топливопотребления с разработкой совмещенного суточного графика для каждого предприятия в отдельности. Для промышленных предприятий, строительство и ввод в эксплуатацию которых предусмотрены в течение расчетного периода,  $Q_{p.ч}$  принимают по данным проектов, а при отсутствии проектов — на основании данных о планируемой мощности предприятий и укрупненных показателей расхода топлива аналогичными предприятиями. Для отдельных жилых домов и общественных зданий  $Q_{p.ч}$ , м<sup>3</sup>/ч, можно определить и по сумме номинальных расходов газа газовыми приборами с учетом коэффициента одновременности их действия:

$$Q_{p.ч} = \sum k_0 q_i n_i \quad (7.7)$$

где  $k_0$  — коэффициент одновременности для однотипных приборов или групп их;  $q_i$  — номинальный расход газа прибором или группой приборов, м<sup>3</sup>/ч (принимаемый по паспортным данным или техническим характеристикам приборов);  $n_i$  — число однотипных приборов или групп их.

Расчетный расход газа на участках распределительных наружных газопроводов низкого давления, имеющих путевые расходы газа, равен сумме транзитного и 0,5 путевого расхода газа на данном участке. Коэффициенты одновременности для одной квартиры, оборудованной газовой плитой, а также плитой и емкостным водонагрева-

телем, приняты равными 1 (одновременное использование всех газовых приборов). Коэффициенты одновременности для квартиры, в которой кроме газовой плиты установлен проточный водонагреватель, приняты меньшими 1, обеспечивающими максимальный расход газа только одним, наиболее мощным и кратковременно действующим прибором — проточным водонагревателем. При случайном совпадении работы проточного водонагревателя и одной или двух горелок газовой плиты тепловая мощность обоих приборов несколько ниже номинальной, что вполне допустимо, так как приведет лишь к незначительному увеличению времени на наполнение ванны и приготовление пищи. Метод учета неравномерности потребления газа с помощью коэффициентов одновременности приемлем для внутри домовых, дворовых и внутриквартирных газовых сетей, при расчете и проектировании которых известны число квартир, подлежащих газоснабжению, и ассортимент устанавливаемых в них газовых приборов. Он пригоден и для определения расчетных расходов газа в учреждениях и учебных заведениях, оборудуемых газовыми приборами, отдельными газовыми горелками или установками. Значения  $k_0$  при этом должны определяться для каждого потребителя в зависимости от режимов газопотребления. Для расчета городских газопроводов, в особенности связанных в единую систему распределения газа, указанный метод неприемлем из-за многообразия газовых приборов и установок и различных режимов использования газа разными категориями потребителей. Кроме того, при расчете систем распределения газа установить число подлежащих газоснабжению квартир (в особенности для проектируемых районов и городов) и тем более газовых приборов не представляется возможным. Поэтому при проектировании систем распределения газа расчетные расходы определяются как доли годовых расходов газа.

## ТЕМА 8 НЕРАВНОМЕРНОСТЬ ГАЗОПОТРЕБЛЕНИЯ И МЕТОДЫ ЕЕ ВЫРАВНИВАНИЯ

Все группы потребителей газа используют его неравномерно. Это зависит от уклада жизни населения, режима работы коммунально-бытовых учреждений, технологии использования топлива на промышленных предприятиях и т. д. Режим газопотребления определяется по опытно-статистическим данным. Покрыть неравномерность потребления за счет изменения подачи газа с промысла не представляется возможным и нецелесообразно. Поэтому выравнивание неравномерности осуществляют другими методами:

- хранением газа в газгольдерах;
- использованием аккумулирующей емкости конечных участков магистральных газопроводов;
- использованием буферных потребителей, которым в летний период подаются излишки газа;
- организацией подземного хранения газа под давлением.

**Газгольдерные станции** с парком стальных емкостей — газгольдеров - позволяют в ночные часы уменьшенного расхода накопить некоторый запас газа под давлением до  $7 - 8 \text{ кгс/см}^2$ , а в дневное время расходовать его для покрытия увеличенного газопотребления. Однако большая стоимость и металлоемкость таких газгольдерных станций в сочетании с ограниченной возможностью выравнивать лишь суточную, а не сезонную неравномерность, привела к отказу от их дальнейшего сооружения.

**Аккумуляция газа в конечных участках магистральных газопроводов** более доступно во многих случаях. Если запроектировать конечной участок магистрального газопровода от последней КС до города-потребителя из труб повышенного диаметра, то в ночные часы в этом участке поднятием давления до полного рабочего можно резервировать значительные количества газа для часов максимального газопотребления. Но и этот метод позволяет выравнивать только суточную, а не сезонную неравномерность.

Сезонную неравномерность газопотребления можно покрыть подачей избытков газа в летний период крупным **буферным потребителям**, например, электростанциям. В этом случае топливопотребляющие агрегаты их должны быть оборудованы комбинированными горелками, позволяющими летом сжигать газ, а зимой - резервное топливо. В отдельных случаях обеспечивается возможность одновременного сжигания двух или даже трех видов топлива. Этот метод находит практическое применение, но связан с усложнением эксплуатации топочных устройств, с понижением их экономичности, а также с загрязнением воздушных бассейнов городов продуктами сгорания резервных топлив. По этим причинам использование буферных потребителей нежелательно и должно по возможности ограничиваться.

**Подземное хранение** газа является более совершенным методом резервирования больших запасов газа и позволяет эффективно выравнять сезонную неравномерность газопотребления. Подземное хранение газа осуществляется в водоносных пластах, в истощенных газовых и нефтяных месторождениях, в толще соляных залежей, в шахтных выработках. Удобно хранить газ в водяных пластах куполообразных структур. В этом случае через скважину в купольной части структурного поднятия закачивается газ, а через разгрузочные скважины откачивается вода для увеличения объема хранилища. В зависимости от глубины залегания хранилищ представляется возможным скапливать в них газ с давлениями более  $100 \text{ кгс/см}^2$ .

Выбор того или иного метода выравнивания неравномерности газопотребления определяется технико-экономическими соображениями с учетом местных условий.

## ТЕМА 9 ГАЗОРЕГУЛЯТОРНЫЕ ПУНКТЫ И УСТАНОВКИ

### 9.1. Требования правил технической безопасности в области газоснабжения РБ к ГРП (ГРУ)

Режим работы ГРП (газорегуляторные пункты), ГРУ (газорегуляторные установки) должны устанавливаться в соответствии с проектом.

Параметры настройки регуляторов давления в ГРП городов и населенных пунктов (комбинированных регуляторов) для бытовых потребителей не должны превышать 300 даПа (300 мм вод. ст.).

ПСК, в том числе встроенные в регуляторы давления, должны обеспечивать сброс газа при превышении максимального рабочего давления после регулятора не более чем на 15%.

Верхний предел срабатывания ПЗК не должен превышать максимальное рабочее давление газа после регулятора более чем на 25%.

При наличии в ГРП дополнительной линии редуцирования регулятор давления на ней настраивается на давление на 10% ниже, а ПЗК – на 10% выше, чем на основной линии.

Параметры настройки оборудования ГРП, ГРУ, газоиспользующих установок промышленных, сельскохозяйственных производств, отопительных котельных и других организаций, а также промежуточных ГРП должны устанавливаться проектом и уточняться при пусконаладочных работах.

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

Газ по обводной линии допускается подавать только в течение времени, необходимого для ремонта оборудования и арматуры, а также в период снижения давления газа перед ГРП или ГРУ до величины, не обеспечивающей надежную работу регулятора давления. Работа должна выполняться бригадой рабочих в составе не менее двух человек под руководством специалиста.

Температура воздуха в помещении, где установлены оборудование и средства измерения, должна быть не ниже предусмотренной в паспортах завода – изготовителя оборудования и КИП.

Снаружи здания ГРП, вблизи ограждения ГРУ на видном месте, должны быть предупредительные надписи: «Газ. Огнеопасно».

При эксплуатации ГРП и ГРУ должны выполняться:

1. осмотр технического состояния в сроки, устанавливаемые инструкцией, обеспечивающие безопасность и надежность эксплуатации;
2. проверка параметров срабатывания ПЗК и ПСК не реже 1 раза в 3 месяца, а также по окончании ремонта оборудования;

3. техническое обслуживание – не реже 1 раза в 6 месяцев;
4. текущий ремонт – не реже 1 раза в год, если завод – изготовитель регуляторов давления, предохранительных клапанов, телемеханических устройств не требует проведения ремонта в иные сроки;
5. капитальный ремонт – при замене оборудования, средств измерений, отопления, освещения и восстановлении строительных конструкций здания на основании дефектных ведомостей, составленных по результатам осмотров и текущих ремонтов.

При осмотре технического состояния ГРП (ГРУ) путем обхода должны выполняться:

- проверка по приборам давления газа до и после регулятора, перепада давления на фильтре, температуры воздуха в помещении, отсутствия утечки газа с помощью прибора или мыльной эмульсии;
- контроль правильности положения молоточка и надежности сцепления рычагов или положением рукоятки взвода ПЗК;
- смена картограмм регистрирующих приборов, прочистка и заправка перьев, завод часового механизма. Проверка исправности манометров (показывающих, регистрирующих, дифференциальных и т.п.) путем кратковременного их отключения и посадки на «нуль» – не реже 1 раза в 15 дней;
- проверка состояния и работы электроосвещения, вентиляции, системы отопления, визуальное выявление трещин и не герметичности стен, отделяющих основное и вспомогательное помещения;
- внешний и внутренний осмотр здания. При необходимости – очистка помещения и оборудования от загрязнения.

Осмотр технического состояния (обход) ГРП должен, как правило, проводиться двумя рабочими.

Обход ГРП, оборудованных системами телемеханики, оснащенных сигнализаторами загазованности с контролируемым выводом сигнала, шкафных регуляторных пунктов ГРУ допускается производить одним рабочим.

Организациям, эксплуатирующим объекты газораспределительной системы, разрешается производить обход ГРП одним рабочим из числа постоянного состава персонала подразделений. В этом случае должна разрабатываться специальная инструкция, определяющая дополнительные меры безопасности.

При проверке степени засоренности фильтра максимальный перепад давления газа на нем не должен превышать величины, установленной заводом-изготовителем, но быть не более 10 кПа (1000 мм вод. ст.).

Разборка и очистка кассеты фильтра должна производиться вне помещения ГРП (ГРУ) в местах, удаленных от легковоспламеняющихся веществ и материалов на расстоянии не менее чем 5 м.

При настройке и проверке параметров срабатывания предохранительных клапанов не должно изменяться рабочее давление газа после регулятора.

Настройку и проверку параметров срабатывания допускается выполнять с помощью регулятора давления, если верхний предел срабатывания предохранительного клапана не превышает максимального рабочего давления.

В тупиковых газораспределительных системах сбросные предохранительные клапаны ГРП (ГРУ) должны обеспечивать их срабатывание раньше срабатывания ПЗК. В системах закольцованных газопроводов (сетей) сбросные предохранительные клапаны ГРП (ГРУ) должны обеспечивать их срабатывание после срабатывания ПЗК.

При техническом обслуживании ГРП, ГРУ должны выполняться:

- проверка хода и герметичности запорной арматуры и предохранительных клапанов;
- проверка герметичности всех соединений, устранение утечек газа, осмотр фильтра;
- смазка трущихся частей и перенабивка сальников;
- определение чувствительности мембран регуляторов давления и управления;
- продувка импульсных трубок к КИП, ПЗК и регулятору давления;
- проверка параметров настройки ПЗК и ПСК.

При ежегодном текущем ремонте ГРП, ГРУ следует обязательно выполнять:

- разборку регуляторов давления, предохранительных клапанов с очисткой их от коррозии и загрязнений, проверкой плотности прилегания клапанов к седлу состояния мембран, смазкой трущихся частей, ремонтом или заменой изношенных деталей, проверкой надежности крепления конструктивных узлов, не подлежащих разборке;
- разборку и притирку запорной арматуры, не обеспечивающей герметичности закрытия;
- работы, перечисленные в пункте 130 настоящих правил.

Отключающие устройства на линии редуцирования при разборке оборудования должны быть в закрытом положении. На границах отключенного участка после отключающих устройств должны устанавливаться заглушки, соответствующие максимальному давлению газа.

Ремонт электрооборудования ГРП и замена перегоревших электроламп должны проводиться при снятом напряжении. При недостаточном естественном освещении допускается применение переносных светильников во взрывозащищенном исполнении.

Помещения ГРП (ГРУ) должны быть укомплектованы средствами пожаротушения. При определении видов и необходимого количества средств пожаротушения в



ГРП (ГРУ) следует руководствоваться общими правилами пожарной безопасности Республики Беларусь для промышленных предприятий.

Хранить обтирочные, горючие и другие материалы в указанных помещениях не разрешается.

## 9.2. Назначение, устройство, классификация газорегуляторных пунктов

**Газорегуляторными пунктами** (установками) называется комплекс технологического оборудования и устройств, предназначенный для понижения входного давления газа до заданного уровня и поддержания его на выходе постоянным. В зависимости от размещения оборудования газорегуляторные пункты подразделяются на несколько типов:

\* газорегуляторный пункт шкафной (ГРПШ) — оборудование размещается в шкафу из несгораемых материалов;

\* шкафной регуляторный пункт (ШРП) — оборудование размещается в шкафу из несгораемых материалов;

\* газорегуляторная установка (ГРУ) — оборудование смонтировано на раме и размещается в помещении, в котором расположена газоиспользующая установка, или в помещении, соединенном с ним открытым проемом;

\* пункт газорегуляторный блочный (ПГБ) — оборудование смонтировано в одном или нескольких зданиях контейнерного типа;

\* стационарный газорегуляторный пункт (ГРП) — оборудование размещается в специально для этого предназначенных зданиях, помещениях или на открытых площадках.

Принципиальное отличие ГРП от ГРПШ, ШРП, ГРУ и ПГБ состоит в том, что ГРП (в отличие от последних) не является типовым изделием полной заводской готовности.

Рассмотрим устройство ГРП с байпасной линией. Байпасная линия служит для ручного регулирования давления газа на период ремонта (замены) оборудования на основной линии и состоит из трубопровода с двумя отключающими устройствами (задвижками), оборудованного манометром для измерения давления. Основная линия состоит из следующего последовательно соединенного трубопроводами оборудования: входного отключающего устройства; фильтра газового (ФС, ФГ), очищающего газ от механических примесей и оборудованного манометрами для измерения перепада давления (по показаниям манометров судят о степени загрязненности фильтра); предохранительного запорного клапана, перекрывающего трубопровод в случае выхода из заданных пределов давления после регулятора (контролируемого через импульсную трубку)(КПЗ); регулятора давления газа, понижающего давление до требуемого (РДБК, РДНК); выходного отключающего устройства; предохранительного сбросного клапана, стравливающего газ в атмосферу в случае кратковременного повышения дав-

ления сверх установленного. Для настройки ПСК перед ним должно устанавливаться запорное устройство.

Газорегуляторные пункты и установки можно классифицировать следующим образом.

**По числу выходов:**

- \* газорегуляторные пункты и установки с одним выходом;
- \* газорегуляторные пункты и установки с двумя выходами.

**По технологическим схемам:**

- \* газорегуляторные пункты с одной линией редуцирования (домовые);
- \* газорегуляторные пункты с одной линией редуцирования и байпасом;
- \* газорегуляторные пункты с основной и резервной линией редуцирования;
- \* газорегуляторные пункты с двумя линиями редуцирования;
- \* газорегуляторные пункты с двумя линиями редуцирования и байпасом (двумя байпасами).

В свою очередь, шкафы и установки с двумя линиями редуцирования по схеме установки регуляторов подразделяются на:

- \* газорегуляторные пункты и установки с последовательной установкой регуляторов;
- \* газорегуляторные пункты и установки с параллельной установкой регуляторов.

**По обеспечиваемому выходному давлению подразделяются на:**

- \* газорегуляторные пункты и установки, поддерживающие на выходах одинаковое давление;
- \* газорегуляторные пункты и установки, поддерживающие на выходах различное давление.

Шкафы и установки, поддерживающие на выходах одинаковое давление, могут иметь одинаковую и различную пропускную способность обеих линий. Шкафы с различной пропускной способностью применяются для управления сезонными режимами газоснабжения (зима/лето).

При выборе шкафов и установок базовыми являются рабочие параметры, обеспечиваемые регулятором давления газа (входное и выходное давление, пропускная способность), поэтому следует руководствоваться «Основными принципами выбора регуляторов». При этом не следует забывать, что выходные параметры шкафов и установок отличаются, порой существенно, от выходных параметров регуляторов. Газорегуляторные пункты и установки с узлами учета расхода газа изготавливаются на заказ.

### **9.3. Устройство и оборудование ГРП И ГРУ**

**Назначение и устройство.** ГРП и ГРУ предусматриваются для автоматического снижения давления газа и поддержания его на заданных уровнях независимо от изме-

нения расхода газа в пределах номинальных расходных характеристик регуляторов давления газа. В зависимости от назначения и технической целесообразности ГРП размещают в отдельно стоящих зданиях, в пристройках к зданиям, в шкафах. Устройство ГРП в подвальных и полуподвальных помещениях зданий, в пристройках к зданиям школ, больниц, детских учреждений, жилых домов, зрелищных и административных зданий не разрешается.

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

Отдельно стоящие ГРП должны быть одноэтажными с совмещенной кровлей. Крыша выполняется легкобрасываемой, т. е. масса  $1 \text{ м}^2$  перекрытия не должна превышать 120 кг. Устройство дымовых и вентиляционных каналов в разделяющих стенах, а также в стенах зданий, к которым пристраиваются ГРП, не разрешается. Во всех помещениях ГРП предусматривается естественное и искусственное освещение и естественная постоянно действующая вентиляция, не менее чем с трехкратным воздухообменом. Электрооборудование и электроосвещение ГРП выполняется во взрывобезопасном исполнении согласно требованиям ПУЭ. Вводы в ГРП сетей электроснабжения и связи выполняются кабелем. В регуляторном зале ГРП телефонный аппарат допускается устанавливать только во взрывозащищенном исполнении. Температура теплоносителя в помещении ГРП не должна превышать  $130^\circ\text{C}$ , нагревательных приборов— $95^\circ\text{C}$ . При устройстве местного отопления отопительная установка размещается в изолированном помещении с самостоятельным выходом, отделенном от других помещений ГРП глухими газонепроницаемыми и противопожарными стенами. Для ГРП предусматривается устройство молниезащиты. Полы в ГРП выполняются неискрообразующими. На фасаде здания, а в видном месте несмываемой эмалью выполняется предупредительная надпись «Огнеопасно», высота букв — 300 мм. Двери из ГРП открываются наружу. Дверное полотно обшивается оцинкованной кровельной сталью толщиной 0,8 мм по асбесту или войлоку, пропитанному глиняным раствором. В зависимости от давления газа на вводе ГРП (ГРУ) бывают среднего (более 0,005 до 0,3 МПа) и высокого (более 0,3 до 1,2 МПа) давления.

Кроме снижения давления в ГРП осуществляется очистка газа от механических примесей, контроль входного и выходного давлений и температуры газа, прекращение подачи газа в случае выхода за допустимые пределы давления газа в контролируемой точке газопровода, измерение расхода газа. Оборудование. В соответствии с назначением в ГРП (ГРУ)

**Размещается следующее оборудование:**

- регулятор давления, автоматически понижающий давление газа и поддерживающий его в контролируемой точке на заданном уровне;
- предохранительный запорный клапан, автоматически прекращающий подачу газа при повышении или понижении его давления сверх заданных пределов (устанавливается перед регулятором по ходу газа);
- предохранительное сбросное устройство, сбрасывающее излишки газа из газопровода за регулятором в атмосферу, чтобы давление газа в контролируемой точке не превысило заданного. Подключается к выходному газопроводу, а при наличии расходомера (счетчика)—за ним (перед сбросным устанавливается запорное устройство);
- фильтр для очистки газа от механических примесей. Устанавливается перед предохранительным запорным клапаном обводной газопровод (байпас) с последовательно расположенными двумя запорными устройствами (по байпасу производится подача газа во время ревизии и ремонта оборудования линии редуцирования, его диаметр принимается не меньшим чем диаметр седла клапана регулятора). Для ГРП с входным давлением свыше 0,6 МПа и пропускной способностью более 5000 м<sup>3</sup>/ч вместо байпаса устанавливается дополнительно резервная линия регулирования.

#### Средствами измерений в ГРП проверяют:

- давление газа перед регулятором и за ним (манометры показывающие и самопишущие);
- перепады давления на фильтре (диффманометры или технические манометры);
- температуру газа (термометры показывающие и самопишущие).

В ГРП (ГРУ), в которых не учитывается расход газа, допускается не предусматривать регистрирующие приборы для замера температуры.

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

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

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

ГРП (ГРУ) могут быть одноступенчатыми или двухступенчатыми. В одноступенчатых входное давление газа редуцируется до выходного одним, в двухступенча-

том — двумя последовательно установленными регуляторами. При этом регуляторы должны иметь примерно одинаковую производительность при соответствующих входных давлениях газа.

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

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

Схема компоновки оборудования ГРП (ГРУ) приведена на рис. 9.1,

Для снабжения потребителей с расходом газа до 2000 м<sup>3</sup>/ч применяют шкафные ГРП.

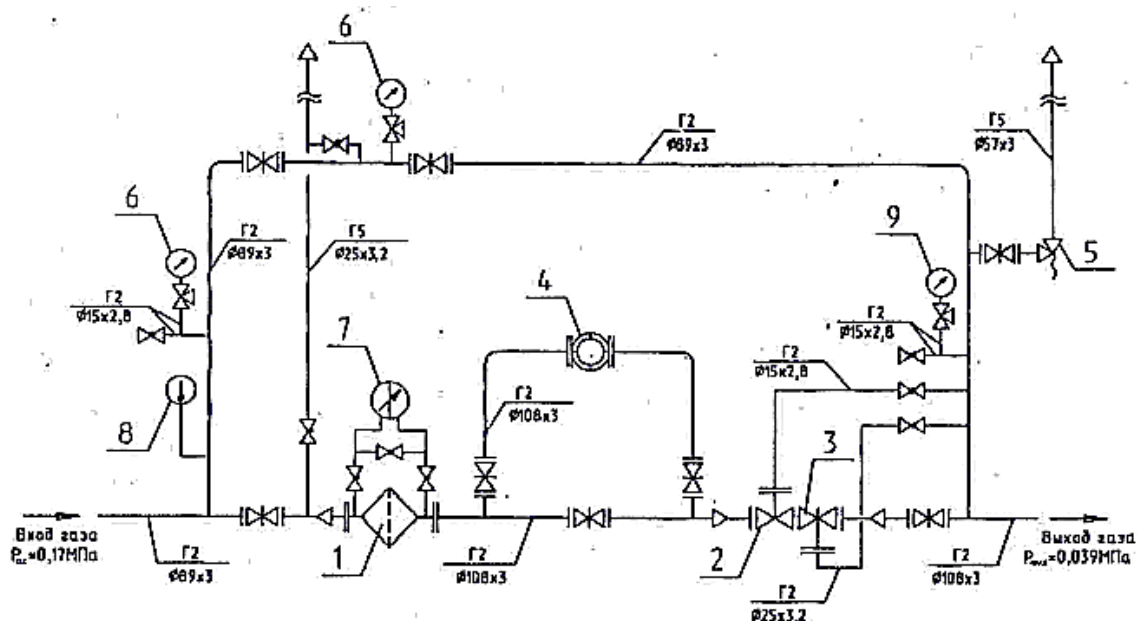


Рис. 9.1. Схема оборудования ГРП (ГРУ): 1 - фильтр газовый; 2 - предохранительный запорный клапан; 3 - регулятор давления; 4 - счетчик газовый; 5 - предохранительный сбросной клапан; 6 - манометр технический пружинный; 7 - диффманометр показывающий; 8 - термометр технический показывающий; 9 - манометр.

## ТЕМА 10 РЕДУЦИРОВАНИЕ ГАЗА. РЕГУЛЯТОРЫ ДАВЛЕНИЯ ГАЗА

Управление гидравлическим режимом работы системы газораспределения осуществляют с помощью регуляторов давления, которые автоматически поддерживают постоянное давление в точке отбора импульса независимо от интенсивности потребления газа. При регулировании давления происходит снижение начального — более высокого — давления на конечное — более низкое. Это достигается автоматическим изменением степени открытия дросселирующего органа регулятора, вследствие чего автоматически изменяется гидравлическое сопротивление проходящему потоку газа.

### 10.1. Регуляторы давления газа

Регуляторы давления различаются:

- по назначению,
- по характеру регулирующего воздействия,
- по связи между входной и выходной величинами,
- по способу воздействия на регулирующий клапан,
- по устройству, диапазонам входных и выходных давлений,
- по способам настройки и регулировки.

В зависимости от поддерживаемого давления (расположения контролируемой точки в газопроводе) регуляторы давления разделяют на регуляторы «до себя» и «после себя». В ГРП (ГРУ) применяют только регуляторы «после себя».

Автоматический регулятор давления состоит из исполнительного механизма и регулирующего органа. Основной частью исполнительного механизма является чувствительный элемент, который сравнивает сигналы задатчика и текущего значения регулируемого давления. Исполнительный механизм преобразует командный сигнал в регулирующее воздействие и в соответствующее перемещение подвижной части регулирующего органа за счет энергии рабочей среды (это может быть энергия газа, проходящего через регулятор, либо энергия среды от внешнего источника — электрическая, сжатого воздуха, гидравлическая).

Если перестановочное усилие, развиваемое чувствительным элементом регулятора, достаточно большое, то он сам осуществляет функции управления регулирующим органом. Такие регуляторы называются регуляторами прямого действия. Для достижения необходимой точности регулирования и увеличения перестановочного усилия между чувствительным элементом и регулирующим органом может устанавливаться усилитель — командный прибор (иногда называемый «пилотом»). Измеритель управляет усилителем, в котором за счет постороннего воздействия (энергии рабочей среды) создается усилие, передающееся на регулирующий орган.

Так как в регулирующих органах регуляторов давления происходит дросселирование газа, то их иногда называют дросселирующими.

В связи с тем, что регулятор давления газа предназначен для поддержания постоянного давления в заданной точке газовой сети, то всегда необходимо рассматривать систему автоматического регулирования в целом — «регулятор и объект регулирования (газовая сеть)». Принцип работы регуляторов давления газа основан на регулировании по отклонению регулируемого давления. Разность между требуемым и фактическим значениями регулируемого давления называется рассогласованием. Оно может возникать вследствие различных возмущений — либо в газовой сети из-за разности между притоком газа в нее и отбором газа, либо из-за изменения входного (до регулятора) давления газа.

Правильный подбор регулятора давления должен обеспечить устойчивость системы «регулятор - газовая сеть», т. е. способность ее возвращаться к первоначальному состоянию после прекращения возмущения.

Исходя из закона регулирования, положенного в основу работы, регуляторы давления бывают **астатические, статические** и **изодромные**.

В системах газораспределения два первых типа регуляторов получили наибольшее распространение.

В астатических регуляторах (рис. 10.1, а) на чувствительный элемент (мембрану) действует постоянная сила от груза 2. Активная (противодействующая) сила — это усиление, которое воспринимает мембрана от выходного давления  $P_2$ . При увеличении отбора газа из сети 4 будет уменьшаться давление  $P_2$ , баланс сил нарушится, мембрана пойдет вниз и регулирующий орган откроется.

Такие регуляторы после возмущения приводят регулируемое давление к заданному значению независимо от величины нагрузки и положения регулирующего органа. Равновесие системы может наступить только при заданном значении регулируемого давления, причем регулирующий орган может занимать любое положение. Такие регуляторы следует применять на сетях с большим самовыравниванием, например, в газовых сетях низкого давления достаточно большой емкости.

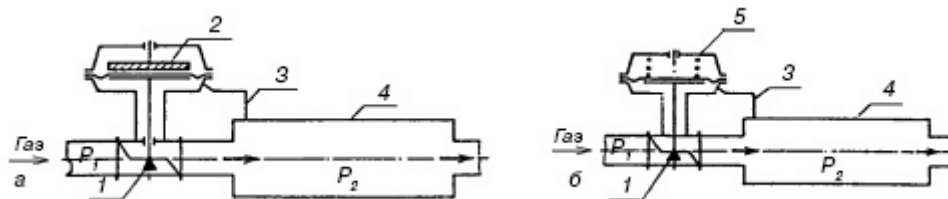


Рис. 10.1. Схемы регуляторов давления:

а — астатический регулятор; б — статический регулятор давления; 1 — регулирующий (дроссельный) орган; 2 — мембранно-грузовой привод; 3 — импульсная трубка; 4 — объект регулирования — газовая сеть; 5 — мембранно-пружинный привод.

Люфты, трение в сочленениях могут привести к тому, что регулирование станет неустойчивым. Для стабилизации процесса в регулятор вводят жесткую обратную связь. Такие регуляторы называются статическими. При статическом регулировании равновесное значение регулируемого давления всегда отличается от заданной вели-

ны, и только при номинальной нагрузке фактическое значение становится равным номинальному. Статические регуляторы характеризуются неравномерностью.

В регуляторе (рис. 10.1, б) груз заменен пружиной — стабилизирующим устройством. Усилие, развиваемое пружиной, пропорционально ее деформации. Когда мембрана находится в крайнем верхнем положении (регулирующий орган закрыт), пружина приобретает наибольшую степень сжатия и  $P_2$  — максимальное. При полностью открытом регулирующем органе значение  $P_2$  уменьшается до минимального. Статическую характеристику регуляторов выбирают пологой, с тем, чтобы неравномерность регулятора была небольшой, при этом процесс регулирования становится затухающим.

Изодромный регулятор (с упругой обратной связью) при отклонении регулируемого давления  $P_2$  сначала переместит регулирующий орган на величину, пропорциональную величине отклонения, но если при этом давление  $P_2$  не придет к заданному значению, то регулирующий орган будет перемещаться до тех пор, пока давление  $P_2$  не достигнет заданного значения.

#### Термины, используемые для характеристики работы регуляторов давления газа

**Статическая ошибка** — отклонение регулируемого давления от заданного при установившемся режиме, также называют неравномерностью регулирования.

**Динамическая ошибка** — максимальное отклонение давления в переходный период от одного режима к другому.

**Ход клапана** — расстояние, на которое перемещается клапан от седла.

**Диапазон настройки** — разность между верхним и нижним пределами давления, между которыми может быть осуществлена настройка регулятора.

**Верхний предел настройки давления** — максимальное выходное давление, на которое может быть настроен регулятор.

**Зона регулирования** — разность между регулируемыми давлениями при 10 % и 90 % от максимального расхода.

**Зона нечувствительности** — разность регулируемого давления, необходимая для изменения направления движения регулирующего органа.

**Зона пропорциональности** — изменение регулируемого давления, необходимое для перемещения регулирующего органа (клапана) на значение его номинального (полного) хода.

**Условная пропускная способность  $K_v$**  — величина, равная расходу воды плотностью 1 г/см<sup>3</sup> (1000 кг/м<sup>3</sup>) в кубических метрах в час через регулятор при номинальном (полном) ходе клапана и перепаде давления 0,1 МПа (1 кг/см<sup>2</sup>).

**Относительная протечка** — отношение максимального значения протечки воды через затвор регулирующего органа при перепаде давления на 0,1 МПа и условной пропускной способности  $K_v$ .



Конструкции регуляторов давления газа должны удовлетворять следующим требованиям:

1. зона пропорциональности не должна превышать 20 % верхнего предела настройки выходного давления для комбинированных регуляторов и регуляторов баллонных установок и 10 % для всех других регуляторов;
2. зона нечувствительности не должна быть более 2,5 % верхнего предела настройки выходного давления;
3. постоянная времени (время переходного процесса регулирования при резких изменениях расхода газа или входного давления) не должна превышать 60 с.

Основными элементами регулирующих (дросселирующих) органов являются затворы. Они могут быть односедельные, двухседельные, диафрагменные и шланговые, крановые и заслоночные.

В городских системах газоснабжения в основном применяют регуляторы с одно- и двухседельными затворами, реже — с заслоночными и шланговыми (рис. 10.2).

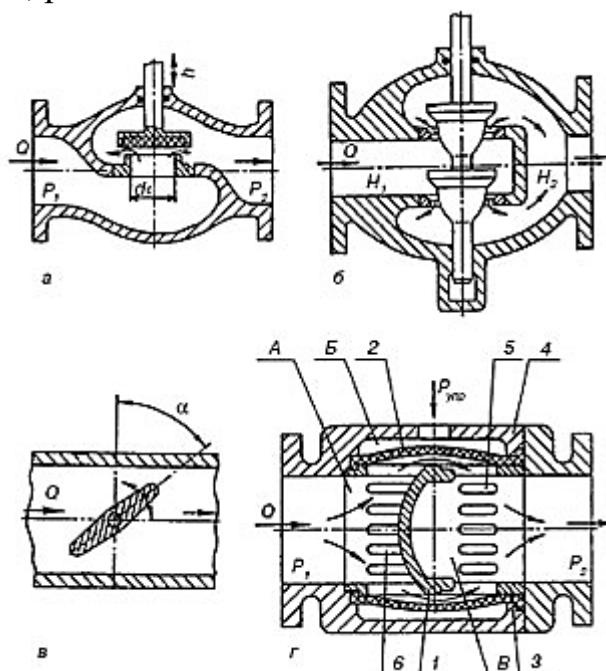


Рис. 10.2. Конструктивные схемы дросселирующих органов регуляторов давления газа: а — с односедельным затвором; б — с двухседельным; в — с заслоночным; г — со шланговым.

Односедельные и двухседельные затворы могут выполняться как с жестким уплотнением (металл по металлу), так и с эластичным (прокладки из маслобензостойкой резины, кожи, фторопласта и т. п.). Такие затворы состоят из седла и клапана. Достоинством односедельных затворов является то, что они легко обеспечивают герметичность уплотнения.

Однако клапаны односедельных затворов являются неразгруженными, т. к. на них действует разность входного и выходного давлений.

В регуляторах давления газа широко применяют тарельчатые плоские клапаны с эластичным уплотнением. Полный ход плоского клапана, при котором будет осу-

ществляться процесс регулирования, определяется из равенства боковой поверхности цилиндра с диаметром седла  $d_c$ , высотой подъема клапана  $h$  и площади седла клапана:

$$(\pi d_c^2)/4 = \pi d_c h, \quad h = 0.25 d_c \quad (10.1)$$

Для примера: регулятор с диаметром седла 4 мм имеет полный ход клапана 1 мм. Практически высоту подъема плоского тарельчатого клапана принимают  $(0,3+0,4)d_c$ . Дальнейший подъем клапана не сказывается на его пропускной способности. При изменении формы затвора ход клапана можно увеличить.

Двухседельные затворы при тех же условиях обладают значительно большей пропускной способностью вследствие большей суммарной площади проходного сечения седел. Эти клапаны являются разгруженными, однако при отсутствии расхода газа они не обеспечивают герметичности, что объясняется трудностью посадки затвора одновременно по двум плоскостям. Двухседельные регулирующие органы используют чаще в регуляторах с постоянным источником энергии.

Заслончатые затворы применяют обычно в ГРП с большими расходами газа (например, ТЭЦ) и используют как регулирующий орган регуляторов непрямого действия с посторонним источником энергии.

Шланговый регулирующий орган (рис. 10.2, г) имеет эластичный шланг 2 и стакан 3, расположенный в корпусе 4. В стакане 3 есть два ряда продольных прорезей 5 и 6 для прохода газа и поперечная перегородка 1.

Перегородка 1 и эластичный шланг 2 разделяют полость устройства на три камеры: А — входного, В — выходного и Б — управляющего давления.

При отсутствии входного давления шланг герметично отделяет камеру А от камеры В под действием предварительного натяжения, с которым шланг надет на стакан. При подаче Р1 шланг отжимается от стакана. При подаче управляющего давления в камеру Б изменяется зазор между шлангом и стаканом и происходит регулирование. Затвор аналогичного типа имеет регулятор давления РДО-1.

В регуляторах давления газа, устанавливаемых в ГРП, в качестве чувствительного элемента и одновременно привода в основном используют мембраны (плоские и гофрированные).

Плоская мембрана представляет собой круглую плоскую пластину из эластичного материала. Мембрана зажимается между фланцами верхней и нижней мембранных крышек. Центральная часть мембраны с обеих сторон зажата между двумя круглыми металлическими дисками (обжимными). Жесткие диски увеличивают перестановочную силу и уменьшают неравномерность регулирования.

Перестановочное усилие, развиваемое мембраной, зависит от величины так называемой эффективной площади мембраны. Она изменяется в зависимости от прогиба мембраны. Перестановочное усилие определяется по формуле:

$$N = cFP, \quad (10.2)$$

где  $c$  — коэффициент активности мембраны;  $F$  — площадь мембраны (в проекции на плоскость ее заделки);  $P$  — избыточное давление рабочей среды;  $cF$  — активная площадь мембраны.

Зависимость коэффициента активности мембраны  $c$  от величины ее относительного прогиба  $\Delta h$  приведена на рис. 10.3.

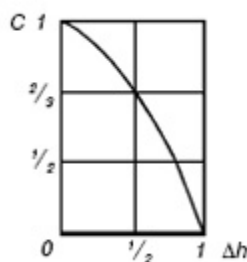


Рис. 10.3. Зависимость коэффициента активности мембраны

В связи с тем, что при различном прогибе мембраны значения коэффициента активности изменяются, изменяется и перестановочное усилие мембраны. Это создает неравномерность регулирования. Поэтому для плоской мембраны с двумя обжимными металлическими дисками (диаметром 0,8 диаметра мембраны) оптимальным является участок на кривой при изменении  $\Delta h$  от 0 до  $1/2$ , соответственно, коэффициент активности  $c$  изменяется в пределах от 1 до  $2/3$  (~ от 100 до 67 %).

Диаметр обжимных дисков принято выбирать не более 0,8 диаметра мембраны для обеспечения необходимой подвижности мембранного привода.

По способу воздействия на регулирующий клапан регуляторы бывают с **прямым** и **непрямым действием**. Регулирующий клапан в регуляторах прямого действия находится под действием регулирующего параметра прямо или через зависимые параметры. С изменением величины регулируемого параметра усилие, возникающее в чувствительном элементе регулятора, приводит его в действие. Это усилие должно быть достаточным для перестановки регулирующего клапана без постороннего источника энергии.

В **регуляторах непрямого действия** чувствительный элемент воздействует на регулирующий клапан сжатым воздухом, водой или электрическим током.

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

**Регуляторы давления прямого действия** не столь чувствительны, нежели регуляторы непрямого действия. Благодаря своей простой конструкции и высокой надежности регуляторы давления прямого действия широко применяются в газовом хозяйстве.

## 10.2. Дроссельные устройства

Дроссельные устройства (рис. 10.4) регуляторов давления представляют собой клапаны различных конструкций. В регуляторах давления газа применяют односедельные и двухседельные клапаны.

На односедельные клапаны (рис. 10.4, а, б) действует одностороннее усилие, равное произведению площади отверстия седла на разность давлений с обеих сторон клапана. Усилие только с одной стороны может затруднить процесс регулирования параллельно увеличивая влияние изменения давления до регулятора на выходное давление. Эти клапаны могут обеспечить надежное отключение газа при отсутствии его отбора, благодаря этому они широко используются в конструкциях регуляторов, используемых в ГРП.

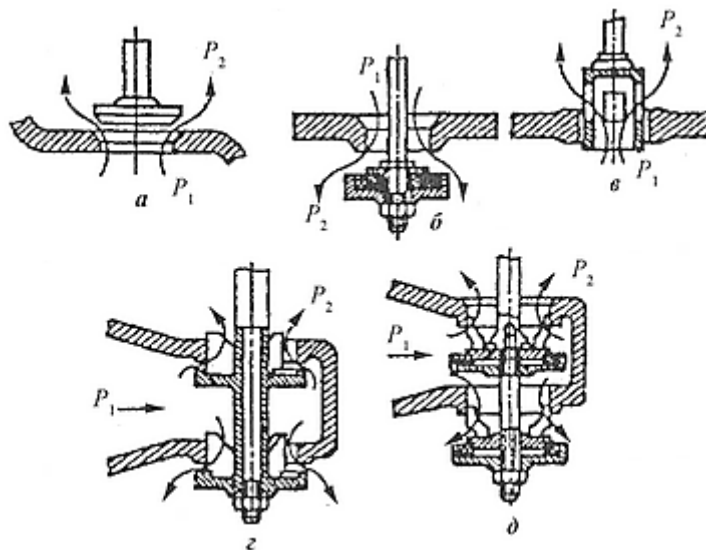


Рис. 10.4. Дроссельные устройства регуляторов давления газа:

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

Двухседельные клапаны (рис. 10.4, г, д) имеют неравномерный износ седел, сложность при притирки затвора одновременно к двум седлам, а при температурных колебаниях неодинаково изменяются размеры затвора и седла. Из-за этого двухседельные клапаны не обеспечивают герметичного закрытия.

Пропускная способность регулятора полностью зависит от размера клапана и величины его хода. Из-за этого регуляторы подбирают в зависимости от максимально возможного потребления газа, по размеру клапана и величине его хода. Также пропускная способность регулятора зависит от отношения давлений до и после регулятора, плотности газа и конечного давления. В инструкциях и справочниках можно найти таблицы пропускной способности регуляторов при перепаде давления 0,01 МПа. Для определения пропускной способности регуляторов при других параметрах необходимо делать пересчет. В ГРП устанавливаемые регуляторы должны работать в диапазоне нагрузок от 0 («на тупик») до максимума.

### 10.3. Мембраны

Энергия давления газа при помощи мембран переводится в механическую энергию движения, которая передается через систему рычагов на клапан. Непосредственно от назначения регуляторов давления происходит выбор конструкции мембран. Постоянство рабочей поверхности мембраны в астатических регуляторах достигается приданием ей поршневой формы и применением ограничителей изгиба гофра.

Большим спросом в конструкциях регуляторов пользуются кольцевые мембраны (рис. 10.5). С их помощью гораздо легче происходит замена мембран во время ремонтных работ, появляется возможность унифицировать основные измерительные устройства разных видов регуляторов. За счет деформации плоского гофра, который образуется с помощью опорного диска 1, происходит движение мембранного устройства вверх и вниз. При мембране занимающей крайнее нижнее положение активной площадью мембраны ( $F_{max}$ ) является вся ее поверхность. При перемещении мембраны в крайнее верхнее положение ее активная площадь уменьшается до площади диска ( $F_{min}$ ), а вместе с этим будет увеличиваться разность между максимальной и минимальной активной площадью. Из этого следует, что для подъема кольцевых мембран необходимо постепенное нарастание давления, которое будет компенсировать уменьшение активной площади мембраны. При нахождении мембраны в попеременном давлении с обеих сторон во время работы ставят два диска, которые располагают сверху и снизу.

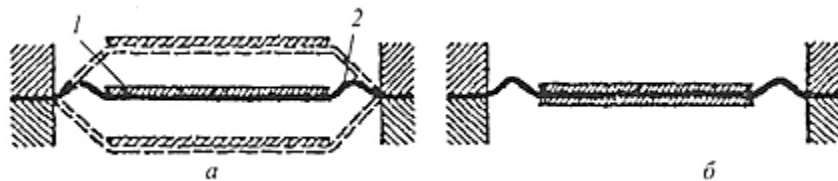


Рис 10.5. Кольцевая мембрана:

*a – с одним диском; 2 - с двумя дисками; 1 - диск, 2 - гофра.*

В процессе работы у регуляторов низкого выходного давления одностороннее давление газа на мембрану уравнивается пружинами или грузами. А у регуляторов высокого или среднего выходного давления газ подводится к обеим сторонам мембраны, при этом разгружая ее от односторонних усилий.

## ТЕМА 11 ПРЕДОХРАНИТЕЛЬНЫЕ УСТРОЙСТВА ГРП (ГРУ)

В комплект газорегуляторных пунктов и установок кроме регуляторов давления входят также вспомогательные устройства и оборудования, такие как: предохранительно-запорные клапаны, предохранительные сбросные клапаны.

### 11.1. Предохранительно-сбросные устройства

Предохранительно-сбросные устройства, применяемые в ГРП, обеспечивают сброс избыточного количества газа в случае неплотного закрытия предохранительно-запорного клапана или регулятора.

Предохранительно-сбросные устройства устанавливаются на отводящем патрубке газопровода (после регулятора и выходным штуцером подключают к отдельной свече). При повышении давления газа сверх установленной нормы его излишки сбрасываются в свечу.

Величина допустимого повышения выходного давления, на которое настраивают сбросное устройство, должна быть меньше, чем для предохранительно-запорного клапана.

Рассмотрим наиболее распространенные типы запорных и сбросных устройств, применяемых в газорегуляторных пунктах и установках.

Для сброса газа за регулятором в случае кратковременного повышения давления газа сверх установленного должны применяться предохранительные сбросные клапаны (ПСК).

ПСК — это закрытая в эксплуатационном состоянии арматура; она открывается на короткий период времени, а после достижения давления в контролируемой точке номинального значения автоматически закрывается.

ПСК могут быть **пружинные и мембранные**. Пружинные ПСК должны быть снабжены устройством для их принудительного открытия и контрольной продувки с целью предотвращения прикипания, примерзания и прилипания золотника к седлу, а также для удаления твердых частиц, попавших между уплотнительными поверхностями.

ПСК подразделяются на **полноподъемные и малоподъемные**. У малоподъемных клапанов (типа ПСК) открытие затвора происходит постепенно, пропорционально увеличению давления в контролируемой точке газопровода. Полноподъемные клапаны открываются полностью и резко, рывком, и так же резко, с ударом золотника о седло, закрываются при понижении давления. То есть полноподъемный клапан имеет двухпозиционное положение: закрыто и открыто.

При достижении максимально допустимого давления настройки затвор ПСК должен безотказно открываться до полного подъема, в открытом положении работать устойчиво. Затвор должен закрываться при понижении давления до номинального или ниже его на 5% и обеспечивать герметичность. В случае запаздывания закрытия за-

твора давление газа в сети может значительно понизиться, что может привести к нарушению режима работы системы, а также выбросу в атмосферу относительно большого количества газа.

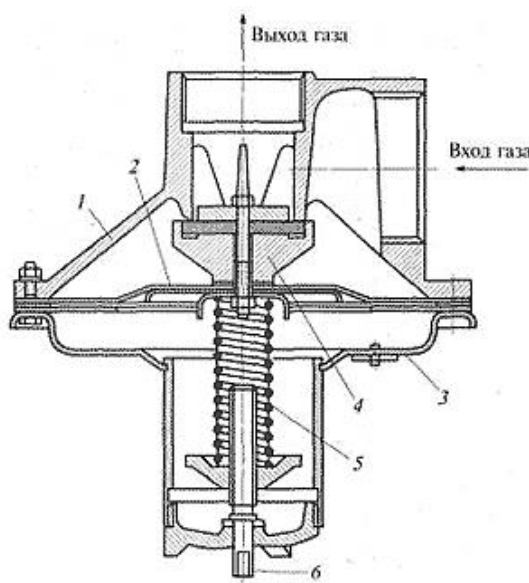
У малоподъемных ПСК при закрытии затвора после сброса необходимого количества газа трудно достигнуть герметичности затвора, т. к. для этого бывает необходимо приложить усилие большее, чем в режиме «закрыто». Такие ПСК прекращают сброс газа только после уменьшения давления до 0,8–0,85 % рабочего давления, что приводит к постоянному или длительному сбросу газа в атмосферу. Главным преимуществом мембранных ПСК является наличие в их конструкции эластичной мембраны, выполняющей роль чувствительного элемента. Если в пружинных клапанах золотник выполняет функции и чувствительного элемента, и запорного органа, то в мембранных клапанах золотник выполняет только запорные функции. Мембрана позволяет увеличить чувствительность ПСК в целом и расширить область их использования, включая низкое давление газа. ПСК должны обеспечивать открытие при превышении установленного рабочего давления не более чем на 15%.

Выбор конструкции ПСК должен производиться в соответствии с пропускной способностью.

Количество газа, подлежащего сбросу ПСК, следует определять:

- при наличии перед регулятором давления ПЗК по формуле  $Q \geq 0,0005Q_d$ , где  $Q$  — количество газа, подлежащее сбросу ПСК в течение часа при  $t=0^\circ \text{C}$  и  $P_{\text{бар}}=0,10132 \text{ МПа}$ ,  $\text{м}^3/\text{ч}$ ;  $Q_d$  — расчетная пропускная способность регулятора давления при  $t=0^\circ \text{C}$  и  $P_{\text{бар}}=0,10132 \text{ МПа}$ ,  $\text{м}^3/\text{ч}$ ;
- при отсутствии перед регулятором давления ПЗК по формулам: для регуляторов давления с седельным затвором  $Q \geq 0,01Q_d$ , для регулирующих заслонок  $Q \geq 0,02Q_d$ .

Малоподъемные мембранные и пружинные ПСК имеют небольшую пропускную способность.



*Рис. 11.1. Предохранительно-сбросный клапан ПСК: 1 — корпус; 2 — мембрана с тарелкой; 3 — крышка; 4 — плунжер; 5 — пружина; 6 — регулировочный винт.*

Предохранительно-сбросный клапан состоит из корпуса 1, мембраны 2 с тарелкой, на которой укреплен плунжер 4 (клапан), настроечной пружины 5 и регулировочного винта 6. С рабочим газопроводом клапан сообщается через боковой патрубок. При повышении давления газа в рабочей линии выше заданного настроечная пружина 5 сжимается, мембрана 2 вместе с плунжером 4 опускаются, открывая выход газу через сбросную свечу в атмосферу. При снижении давления плунжер под действием силы пружины перекрывает седло, сброс газа прекращается.

Предохранительно-сбросный клапан устанавливается за регулятором давления, а при наличии расходомера — за ним. Перед предохранительно-сбросным клапаном устанавливается отключающее устройство, открытое при нормальной работе и используемое при выполнении ремонта клапана ПСК.

## 11.2. Предохранительные запорные клапаны ПЗК

**ПЗК** — это открытая в эксплуатационном состоянии арматура. Расход газа через нее прекращается, как только в контролируемой точке газопровода давление достигает нижнего или верхнего предела настройки ПЗК.

К ПЗК предъявляются следующие требования:

- должен обеспечивать герметичное закрытие подачи газа в регулятор в случае повышения или понижения давления за ним сверх установленных пределов. Верхний предел срабатывания ПЗК не должен превышать максимальное рабочее давление после регулятора более чем на 25 %;
- рассчитываются на входное рабочее давление по ряду: 0,05; 0,3; 0,6; 1,2; 1,6 МПа с диапазоном срабатывания при повышении давления от 0,002 до 0,75 МПа, а также с диапазоном срабатывания при понижении давления от 0,0003 до 0,03 МПа;
- конструкция должна исключать самопроизвольное открытие запорного органа без вмешательства обслуживающего персонала;
- герметичность запорного органа должна соответствовать классу «А» по ГОСТ 9544-93;
- точность срабатывания должна составлять  $\pm 5\%$  заданных величин контролируемого давления для ПЗК, устанавливаемых в ГРП, и  $\pm 10\%$  для ПЗК в ГРПШ и комбинированных регуляторах;
- инерционность срабатывания должна быть не более 40–60 с;
- свободный проход запорного органа должен составлять не менее 80 % условного прохода патрубков ПЗК;
- запорный орган не должен быть одновременно и исполнительным органом регулятора давления газа.



Отбор импульса контролируемого давления ПЗК надо делать рядом с точкой отбора импульса регулятора давления, т. е. на расстоянии от регулятора давления не менее пяти диаметров выходного газопровода. Подключать импульсный трубопровод ПЗК к нижней части горизонтального участка газопровода недопустимо для предотвращения попадания конденсата.

ПЗК, установленные в ГРПШ и объектовых ГРП, часто используют в качестве исполнительных механизмов автоматики безопасности, прекращающих подачу газа при отклонении любого из контролируемых параметров за заданные пределы (в т. ч. и по команде сигнализатора загазованности). При этом ПЗК обычно комплектуют электромагнитным устройством. К ПЗК также относятся термозапорные клапаны, перекрывающие трубопроводы в случае повышения температуры до 80–90° С.

## ТЕМА 12 ГАЗОВЫЕ ФИЛЬТРЫ

Газовые фильтры предназначены для установки на газопроводы перед измерительным газовым оборудованием (диафрагменные, турбинные или ротационные счетчики газа) запорно-регулирующей арматуры с целью очистки одно и многокомпонентных газов (азот, аргон, воздух, природный газ и т.д.) от смолистых веществ пыли, песка, металлической окалины и других твердых частиц для повышения надежности и долговечности работы оборудования.

Отсутствие в газе механических примесей позволяет повысить надежность и долговечность запорно-регулирующей арматуры за счет уменьшения износа поверхностей, контактирующих с потоком газа, повышает долговечность измерительных приборов (стандартных диафрагм, турбинных или ротационных счетчиков газа) за счет уменьшения абразивного износа и эрозии.

Фильтры предназначены для эксплуатации в условиях умеренного климата при температуре окружающей среды от - 40 до +40 °С.

В зависимости от типа регулятора, диаметра газопровода и давления газа в нем на газорегуляторных пунктах применяют различные виды фильтров (при РД сетчатый фильтр типа ФГ, при РДС и РДУК — волосяной). На больших ГРП или ГРС, а также на газопроводах высоких давлений устанавливают висциновые фильтры с кольцами Рашига.

Для замера перепада давления, который возникает при прохождении газа через фильтр, используют дифференциальные манометры, присоединяемые к специальным штуцерам до и после фильтра. Независимо от наличия фильтра в комплекте оборудования ГРП перед счетчиками устанавливают дополнительное фильтрующее устройство.

Применение различных видов фильтров обуславливается типом регуляторов и давлением газа.

**Угловые сетчатые фильтры** (рис. 12.1) размещают в ГРУ с условным проходом до 50 мм, в них фильтрующим элементом является обтянутая мелкой сеткой обойма.

### **Фильтр газовый сетчатый ФГ-50С.**

Фильтр газовый сетчатый ФГ-50С предназначен для очистки неагрессивных газов и воздуха от механических примесей (окалины и пыли).

Фильтрующий элемент — сетка полutomпаковая, с ячейкой 0,5 мм, по ГОСТ 6613-86.



Рис.12.1. Фильтр газовый ФГ-50С: 1 — корпус; 2 — крышка; 3 — патрон с фильтрующей сеткой; 4 — прокладка

#### Технические характеристики

Ду, мм	50	
Входное давление, МПа	1,6	
Максимальная пропускная способность, м <sup>3</sup> /ч	8000	
Допускаемый перепад давления на фильтрующем элементе, Па	5000	
Габаритные размеры, мм:	строительная длина	250
	ширина	140
	высота	290
Масса, кг	5,5*(6)**	

#### **Фильтры газовые сетчатые ФС-25, ФС-40**

Предназначены для очистки неагрессивных углеводородных газов от механических примесей.

Вид климатического исполнения УХЛ4 ГОСТ 15150-69.

Фильтры изготавливаются с условным проходом Ду 25, 40 и 50 мм, соединение — прямое фланцевое.

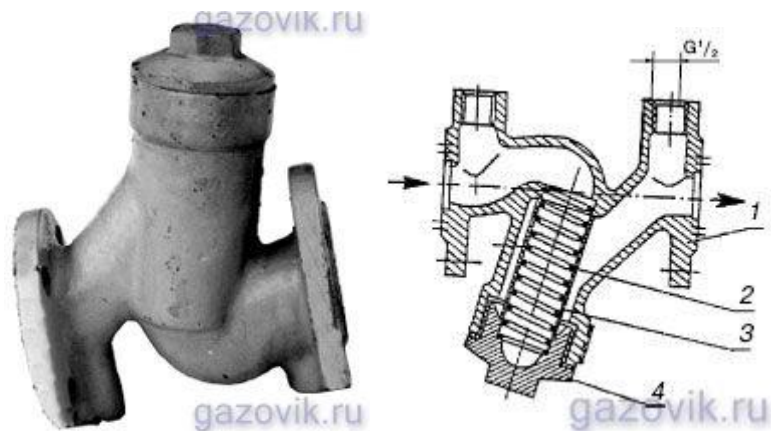


Рис. 12.2. Фильтр сетчатый типа ФС:  
1 — корпус; 2 — кассета; 3 — сетка; 4 — пробка

Фильтры Ду 50 выпускаются в трех модификациях:

1. без отверстия для продувочного газопровода;
2. с правым расположением отверстия для продувочного газопровода;
3. с левым расположением отверстия для продувочного газопровода.

Технические характеристики	ФС-25	ФС-40
Ду	25	40
Рабочее давление, МПа, не более	1,2	1,2
Пропускная способность при входном давлении 0,1 МПа для газа плотностью $\rho=0,73$ кг/м <sup>3</sup>	300	380
Максимальный перепад давления на фильтре, Па	5000	5000
Габаритные размеры, мм, не более:		
ширина	115	145
длина	162	200
высота	190	245
Масса, кг	6	9

**Чугунные волосяные фильтры** (рис. 12.3) устанавливают в ГРП с регуляторами с условным проходом более 50 мм. Состоит фильтр из корпуса 1, крышки 2 и кассеты 3. При этом обойма кассеты обтянута с обеих сторон металлической сеткой, с помощью которой удерживается фильтрующий материал.

В процессе очистки пыль оседает внутри кассеты на прессованном волокне, для этого волокно пропитывают трудно высыхающим висциновым маслом.

Перепад давлений до фильтра и после него вызывает сопротивление потоку газа оказываемого кассетой фильтра. Повышение перепада давления газа в фильтре более 10000 Па может вызвать унос волокна из кассеты, поэтому он недопустим.

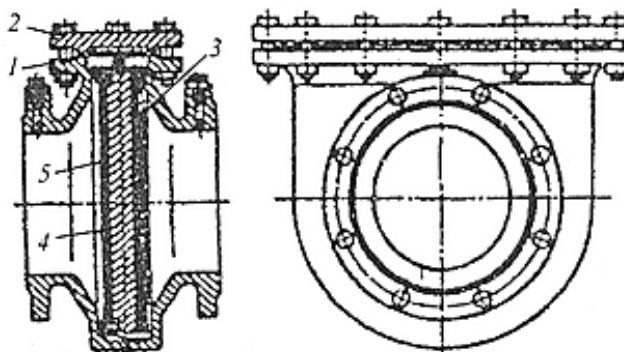


Рис. 12.3. Газовый фильтр волосяной. 1 – корпус, 2- крышка, 3 – сетка, 4- капроновое волокно, 5 – кассета.

Для минимизирования перепада давления необходимо периодически очищать кассеты фильтра, для этого кассету с фильтрующим материалом промывают в керосине. Очистка должна проходить вне здания ГРП.

Устройство фильтра, предназначенного для ГРП, оборудованного регуляторами изображено на рисунке 12.3. Фильтр состоит из сварного корпуса 1 с присоединительными патрубками для входа и выхода газа, крышки 2 и кассеты 3. Со стороны входа газа внутри корпуса приварен металлический отбойный лист 5, защищающий сетку от прямого попадания наиболее крупных частиц.

Ударяясь в металлический лист, поступающие с газом крупные частицы собираются в нижней части фильтра и периодически удаляют через люк 4. Сетчатая кассета 3, заполненная капроновой нитью, располагается внутри корпуса.

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

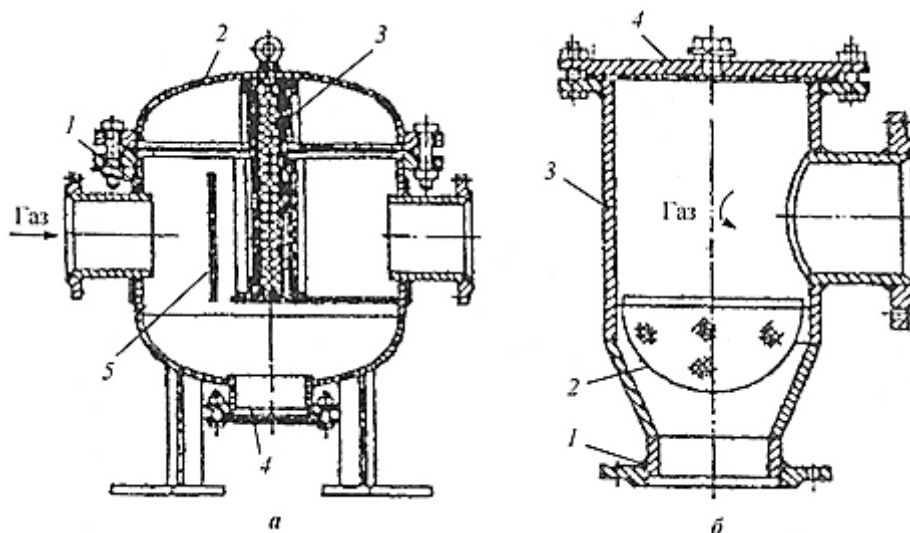


Рис. 12.4 Фильтры сварные: *а* – фильтр стальной сварной: 1 – сварной корпус, 2 – верхняя крышка, 3 – кассета, 4 – люк для чистки, 5 – отбойный лист; *б* – фильтр-ревизия: 1 – входной патрубок, 2 – сетка, 3 – корпус, 4 – крышка

### Фильтры газовые волосяные ФВ-100, ФВ-200

Фильтры волосяные типа ФВ Ду 100 и 200 предназначены для очистки газа от пыли и других твердых частиц и устанавливаются в газорегуляторных пунктах (ГРП) и газорегуляторных установках (ГРУ).

Температура рабочей среды - от -40 до +60 °С.

Технические характеристики	ФВ-100	ФВ-200
Условный проход Ду	100	200
Рабочее давление, МПа	1,2	1,2
Максимальная пропускная способность, м <sup>3</sup> /ч	19800	39600
Допустимый перепад давления на кассете, кПа	10	10

Строительная длина, мм	351	584
Высота, мм	350	478
Масса, кг, не более	68	145

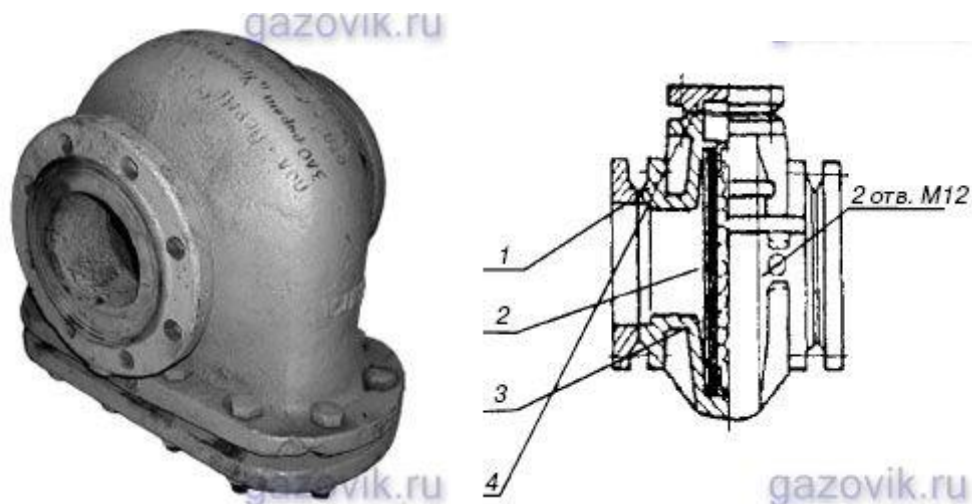


Рис. 12.5. Фильтры волосяные типа ФВ: 1 — корпус, 2 — кассета, 3 — конский волос, 4 — пробка

**Фильтры газовые ФН<sup>1/2</sup>-2.1, ФН<sup>3/4</sup>-2.1, ФН1-2.1 муфтовые (на давление до 0,3 МПа)**

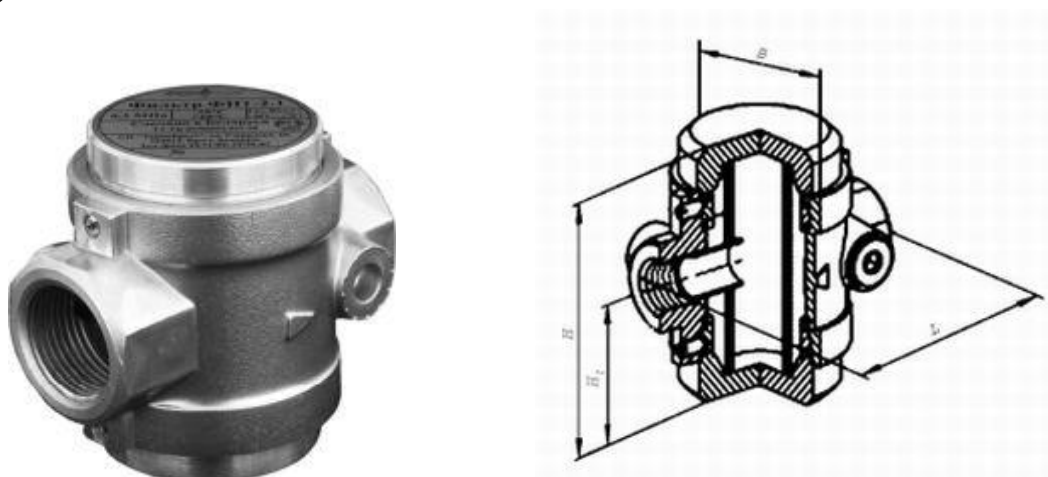


Рис. 12.6. Фильтры газовые типа ФН

#### Технические характеристики

Материал корпуса — алюминиевые сплавы АК12ОЧ, АК12ПЧ.

Монтажное положение — на трубопроводах любой пространственной ориентации.

Максимальное рабочее давление - 0,3 МПа.

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

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

Фильтр состоит из сварного корпуса с присоединительными патрубками для входа и выхода газа, крышки и заглушки. Внутри корпуса имеется сетчатая кассета, набитая конским волосом или капроновой нитью. Внутри корпуса со стороны входа газа приварен металлический лист, защищающий сетку от прямого попадания твердых частиц. Твердые частицы, поступающие с газом, ударяясь в металлический лист, собираются в нижней части фильтра, откуда их периодически удаляют через люк.

Оставшиеся в потоке газа твердые частицы фильтруются в кассете, которая по мере необходимости также может прочищаться. Для очистки и промывки кассеты верхняя крышка фильтра может сниматься.

## **ТЕМА 13 КОНТРОЛЬНО-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ПРИБОРЫ. УЧЕТ РАСХОДА ГАЗА**

### **13.1. Контрольно-измерительные приборы**

Государственная система приборов (ГСП), существующая в нашей стране, представляет собой совокупность унифицированных блоков, приборов и устройств, имеющих стандартизированные параметры входных и выходных сигналов, нормированные габариты, присоединительные размеры и параметры питания. С помощью данной системы появляется возможность решать все задачи автоматического контроля, регулирования и управления производственными процессами.

Для контроля над работой оборудования и измерения параметров газа в ГРП применяют некоторые контрольно-измерительные приборы (КИП):

- термометры для замера температуры газа;
- показывающие и регистрирующие (самопишущие) манометры для замера давления газа;
- приборы для регистрации перепада давлений;
- приборы учета расхода газа (газовые счетчики или расходомеры).

Контрольно-измерительные приборы должны периодически подвергаться государственной или ведомственной проверке и постоянно должны быть готовы к выполнению измерений. Их готовность осуществляется метрологическим надзором, который обеспечивает постоянное наблюдение за состоянием, условиями работы и правильностью показаний приборов, периодически проводит проверку и удаление из эксплуатации пришедших в негодность и не прошедших проверки приборов.

Месторасположение контрольно-измерительных приборов должно быть непосредственно у места замера или на специальном приборном щитке. В случае установки КИП на приборном щитке используют один прибор с переключателями для замера показаний в нескольких точках.

КИП крепятся к газопроводам с помощью стальных труб, импульсные трубки сваривают между собой или соединяют резьбовыми муфтами.

Некоторым контрольно-измерительным приборам необходимо иметь клейма или пломбы органов Государственного комитета по стандартам.

Устанавливаемые в ГРП контрольно-измерительные приборы с электрическим приводом наряду с телефонными аппаратами должны быть во взрывозащищенном исполнении, иначе они монтируются в изолированных от ГРП помещениях.

### **13.2. Учет расхода газа**

С помощью объемных счетчиков или расходомерами с нормальными диафрагмами появляется возможность производить учет расхода газа коммунальными промышленными предприятиями. Измерение расхода газа в промышленных газопотреб-



ляющих установках требуется непосредственно для расчетов с газоснабжающей организацией и для внутреннего контроля, определения удельных расходов газа и отчетности.

Места замера расхода газа удобнее размещать совместно с ГРП или ГРУ на выходной линии, так как в ней газ находится в очищенном состоянии и под постоянным давлением. В случаях размещения пунктов замера расхода газа в отдельных павильонах или в пристройках, на них распространяются те же правила эксплуатации, что и к ГРП.

С помощью счетчиков учитывают объемное количество прошедшего газа в рабочем состоянии, температура и давление, за определенный промежуток времени.

Работа расходомеров похожа на принцип работы переменного перепада давления. С помощью диафрагмы, которая устанавливается на газопроводе и создает местное сужение потока, происходит измерение. Благодаря тому, что средняя скорость потока в суженном сечении диафрагмы повышается, статическое давление в данном сечении становится меньше статического давления перед диафрагмой. С увеличением расхода газа и определяется с помощью регистрирующих дифманометров возрастает перепад давления, который служит мерой расхода.

При расчете диафрагмы расходомеров и выборе вторичных приборов (дифманометров) существуют определенные значения температуры, избыточного давления в газопроводе и плотности газа. Указанному значению на шкале или на диаграмме вторичного прибора будет соответствовать расход газа, исключительно при соблюдении расчетных параметров газа. В случае отклонений указанных величин от расчетных к показаниям вторичного прибора, необходимо вводить поправки. Также следует обращать внимание на градуировку шкалы прибора.

Ежедневно происходит обрабатывание диафрагм расходомеров с введением поправочных коэффициентов. В случае отсутствия регистрирующих термометров и манометров, запись температуры и давления газа осуществляется каждый час.

Инженерно-техническим работником производится подсчет расхода газа по диаграмме и введение поправочных коэффициентов. Далее подсчет подписывается исполнителем.

Использованные при расчетах материалы и диаграммы и сам расчет хранятся для предъявления представителю газоснабжающей организации.

Данные расчета подвергаю проверке не менее одного раза в месяц, при этом контролируют и нулевое положение указателя расхода. В процессе проверки проверяется:

- герметичность прибора,
- точность показаний и положение нуля дифференциального манометра,
- точность хода часового механизма,
- правильность установки самопишущего термометра и манометра.

Затем результаты проверки оформляют актом.

В случае равномерных поставок газа потребители рассчитываются с газоснабжающими организациями в порядке плановых платежей.

Договором между потребителем газа и газоснабжающей организацией предусматриваются периодичность оплаты за газ, а также исходные данные для определения оплачиваемого объема газа. Количество израсходованного газа при неисправности или отсутствии счетчиков определяют по суммарному расчетному расходу газа на горелки, за исключением горелок, установленных на отключенных и опломбированных газовых агрегатах.

Прейскурантом определяются оптовые цены на газовое топливо для различных видов газа и групп потребителей в зависимости от назначения газопотребляющих установок и их ведомственной принадлежности.

В зависимости от типа и количества установленных газовых приборов, количества людей, пользующихся этими приборами, и других показателей определяется расход газа бытовыми потребителями без измерительных приборов.

- Мембранные (диафрагменные, камерные) счетчики газа
- Турбинные счетчики газа
- Ротационные счетчики газа
- Вихревые расходомеры
- Как регулировать показания газового счетчика
- Реверс-прибор для газового счетчика
- Народные секреты по отмотки газовых счетчиков

### **Мембранные (диафрагменные, камерные) счетчики газа**

Мембранный счетчик (диафрагменный, камерный) — счетчик газа, принцип действия которого основан на том, что при помощи различных подвижных преобразовательных элементов газ разделяют на доли объема, а затем производят их циклическое суммирование.

Диафрагменный счетчик (рис. 13.1) состоит из корпуса 1, крышки 2, измерительного механизма 3, кривошипно-рычажного механизма 4, связывающего подвижные части диафрагм (мембран) с верхними клапанами 5 газораспределительного устройства, седла клапана (нижняя часть распределительного устройства) и счетного механизма. Корпус и крышка счетчика могут быть:

— стальными, штампованными с покрытием против коррозии и искрообразования. Соединение стального штампованного корпуса и крышки осуществляется посредством герметизирующего материала и стяжной полосы 6 (см. рис. 1), которые обеспечивают плотное прилегание двух частей друг к другу;

— алюминиевыми, литыми. Корпус и крышка счетчика в алюминиевом исполнении герметично закрываются при помощи специальных прокладок и комплекта винтов, один из винтов выполнен пломбой. Детали и узлы измерительного механизма для

мембранных счетчиков изготавливают из пластмасс. Применение пластмассовых измерительных механизмов значительно снижает себестоимость продукции, увеличивает стойкость к воздействию химических компонентов, находящихся в газах, значительно уменьшает коэффициент трения в движущихся частях счетчика.

В зависимости от конструкции и объемов измеряемого газа измерительный механизм может состоять из двух или четырех камер.

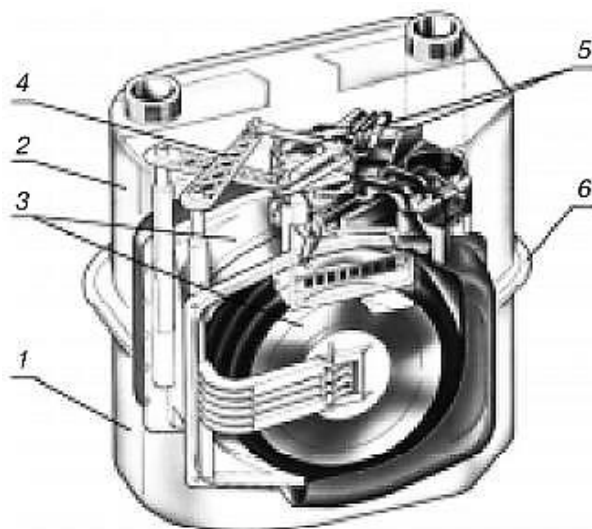


Рис.13.1. Диафрагменный счетчик: 1 — корпус; 2 — крышка; 3 — измерительный механизм; 4 — кривошипно-рычажной механизм; 5 — верхние клапаны газораспределительного устройства; 6 — стяжная полоса.

### Принципиальная схема работы диафрагменного счетчика

Положение камер счетчика	Камера 1	Камера 2	Камера 3
Камера 4			
а	Опустошается	Наполняется	Пуста
Наполнена			
б	Пуста	Наполнена	Наполняется
Опустошается			
в	Наполняется	Опустошается	Наполнена
Пуста			
г	Наполнена	Пуста	Опустошается
Наполняется			

**Счетчик работает следующим образом:**

а) измеряемый поток газа через входной патрубок поступает в верхнюю полость корпуса и далее через открытый клапан в камеру 2. Увеличение объема газа в камере 2 вызывает перемещение диафрагмы и вытеснение газа из камеры 1 на выход из щели седла клапана и далее в выходной патрубок счетчика. После приближения рычага

диафрагмы к стенке камеры 1 диафрагма останавливается в результате переключения клапанных групп. Подвижная часть клапана камер 1 и 2 полностью перекрывает седла клапанов этих камер, отключая этот камерный блок.

б) Клапан камер 3 и 4 открывает вход газа из верхней полости корпуса счетчика в камеру 3, наполняет ее, что вызывает перемещение диафрагмы и вытеснение газа из камеры 4 в выходной патрубок через щели в седле клапана. После приближения рычага диафрагмы к стенке камеры 4 диафрагма останавливается в результате отключения клапанного блока камер 3, 4.

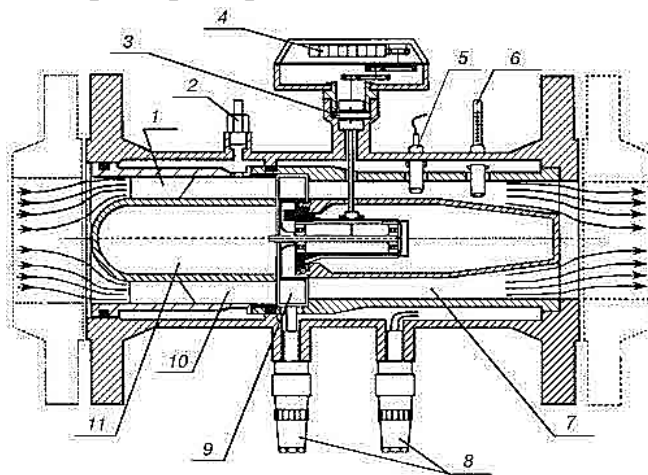
в) Клапан камер 1, 2 открывает вход газа из верхней полости корпуса счетчика в камеру 7. При подаче газа в камеру 1 диафрагма 1, 2 перемещается, вытесняя газ из камеры 2 в выходной парубок через щели в седле клапана. После приближения рычага диафрагмы к стенке камеры 2 диафрагма останавливается в результате отключения клапанного блока камер 1, 2.

г) Клапан камер 3, 4 открывает вход газа из верхней полости корпуса счетчика в камеру 4. При подаче газа в камеру 4 диафрагма 3, 4 перемещается и вытесняет газ из камеры 3 в выходной патрубок через щели в седле клапана. После приближения рычага диафрагмы к стенке камеры 3 диафрагма останавливается в результате отключения клапанного блока 3, 4.

Процесс повторяется периодически. Счетный механизм подсчитывает число ходов диафрагм (или число циклов работы измерительного механизма  $n$ ). За каждый цикл вытесняется объем газа  $V_{ц}$  равный сумме объемов камер 1, 2, 3, 4. Один полный оборот выходной оси измерительного механизма соответствует 16-ти циклам.

### Турбинные счетчики газа

В турбинном счетчике газа (рис. 2) под воздействием потока газа колесо турбины приводится во вращение, число оборотов которого прямо пропорционально протекающему объему газа. Число оборотов турбины через понижающий редуктор и газонепроницаемую магнитную муфту передается на находящийся вне газовой полости счетный механизм, показывающий (по нарастающей) суммарный объем газа при рабочих условиях, прошедший через прибор.



*Рис. 13.2. Схема турбинного счетчика газа СП: 1,10 — измеряемое поперечное сечение; 2 — включение давления; 3 — магнитная муфта; 4 — счетный механизм; 5 — термоизмерительный зонд РТ-100; 6 — контрольный термометр; 7 — канал выхода; 8 — датчики импульсов; 9 — колесо турбины; 11 — вытесняющее тело.*

На последнем зубчатом колесе редуктора закреплен постоянный магнит, а вблизи колеса — два геркона, частота замыкания контактов первого пропорциональна скорости вращения ротора турбины, т. е. скорости потока газа. При появлении мощного внешнего магнитного поля контакты второго геркона замыкаются, что используется для сигнализации о несанкционированном вмешательстве.

Конструктивно турбинные счетчики представляют собой отрезок трубы с фланцами, в проточной части которого последовательно по потоку расположен входной струевыпрямитель, узел турбины с валом и подшипниковыми опорами вращения и задняя опора. На корпусе счетчика установлен узел плунжерного масляного насоса, с помощью которого в зону подшипников по трубкам подается жидкое масло. На корпусе турбины предусмотрены места для установки датчиков аппаратуры (для измерения давления, температуры, импульсов).

По степени автоматизации процесса измерений и обработки результатов измерений турбинные счетчики выпускаются в следующих вариантах комплектации:

— для отдельных измерений переменных контролируемых параметров с произвольно выбранными средствами обработки результатов измерений (счетными устройствами ручного действия, микрокалькуляторами и др.);

— для полуавтоматических измерений переменных контролируемых параметров с вычислительными устройствами обработки результатов измерений и устройствами с ручным вводом значений условно-постоянных параметров или ручной коррекцией результатов измерений и вычислений;

— для автоматических измерений всех контролируемых параметров с вычислительными устройствами обработки результатов измерений.

### **Ротационные счетчики газа**

В связи с увеличением видов оборудования возникла необходимость в измерительных приборах, которые обладали бы сравнительно большой пропускной способностью и значительным диапазоном измерений при сравнительно небольших габаритных размерах. Этим условиям удовлетворяют ротационные газовые счетчики, которые обладают дополнительно следующими достоинствами: отсутствие потребности в электроэнергии, долговечность, возможность контроля исправности работы по перепаду давления на счетчике во время его работы, нечувствительность к кратковременным перегрузкам. Ротационные счетчики широко применяют в коммунальном хозяйстве, особенно в отопительных котельных, а также на небольших и средних предприятиях.

Ротационный (ротаторный) счетчик — камерный счетчик газа, в котором в качестве преобразовательного элемента применяются восьмиобразные роторы.

Ротационный газовый счетчик типа РГ (Рис.3) состоит из корпуса 1, внутри которого вращаются два одинаковых восьмеркообразных ротора 2 передаточного и счетного механизмов, связанных с одним из роторов. Роторы приводятся во вращение под действием разности давлений газа, поступающего через верхний входной патрубок и выходящего через нижний выходной патрубок. При вращении роторы обкатываются своими боковыми поверхностями. Синхронизация вращения роторов достигается с помощью двух пар одинаковых зубчатых колес, укрепленных на обоих концах роторов в торцевых коробках вне пределов измерительной камеры-корпуса. Для уменьшения трения и износа шестерни роторов постоянно смазываются маслом, залитым в торцевые коробки.

Объем газа, вытесненный за пол-оборота одного ротора, равен объему, ограниченному внутренней поверхностью корпуса и боковой поверхностью ротора, занимающего вертикальное положение. За полный оборот роторов вытесняются четыре таких объема.

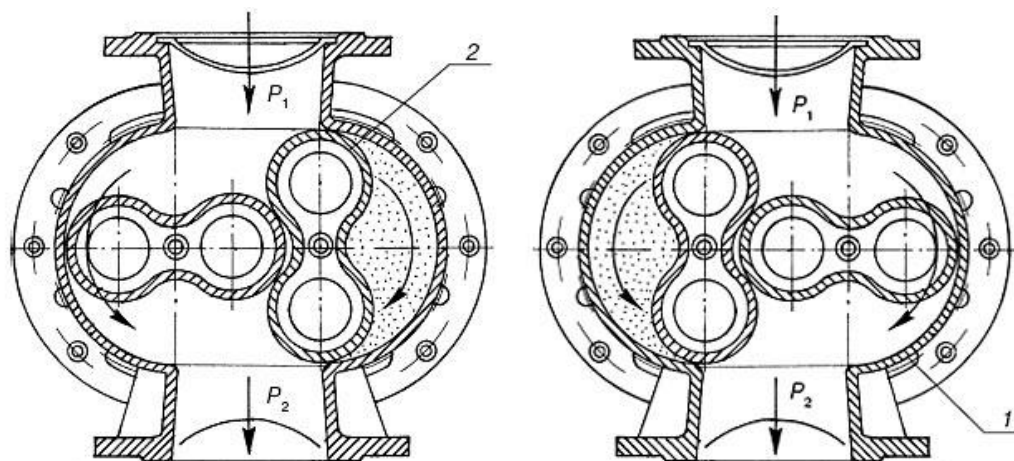


Рис. 13.3. Ротационный счетчик газа типа РГ: 1 — корпус; 2 — ротор.

При изготовлении ротационных счетчиков особое внимание обращается на легкость хода роторов и уменьшение неучитываемых утечек газа через счетчик. Легкость хода, являющаяся качественным показателем малого трения в механизме, а следовательно, и малой потери давления в счетчике, обеспечивается установкой валов роторов на шариковые подшипники, сведением до минимума трения в редукторе и счетном механизме, а также рациональным выбором конструктивных размеров и частоты вращения роторов. Уменьшение утечек газа достигается тщательной обработкой и взаимной подгонкой внутренней поверхности корпуса и трущихся поверхностей роторов. Зазор между корпусом и прямоугольными площадками, расположенными на концах наибольших диаметров роторов, колеблется от 0,04 до 0,1 мм в зависимости от типа счетчика. При изготовлении счетчиков особое внимание уделяется статической балансировке и обработке роторов.

### Вихревые расходомеры

Вихревыми называются расходомеры, основанные на зависимости от расхода частоты колебаний давления, возникающих в потоке в процессе вихреобразования или

колебания струи либо после препятствия определенной формы, установленного в трубопроводе, либо специального закручивания потока.

Свое название вихревые расходомеры получили от явления срыва вихрей, возникающих при обтекании потоком жидкости или газа препятствия, обычно в виде усеченной трапецеидальной призмы (рис. 5). Позади тела обтекания располагается чувствительный элемент, воспринимающий вихревые колебания.

К достоинствам вихревых расходомеров следует отнести: отсутствие подвижных частей, независимость показаний от давления и температуры, большой диапазон измерений, частотный измерительный сигнал на выходе, возможность получения универсальной градуировки, сравнительно небольшая стоимость и т. д.

К недостаткам вихревых расходомеров относятся значительные потери давления (до 30-50 кПа), ограничения возможностей их применения: они не пригодны при малых скоростях потока среды, для измерения расхода загрязненных и агрессивных сред.

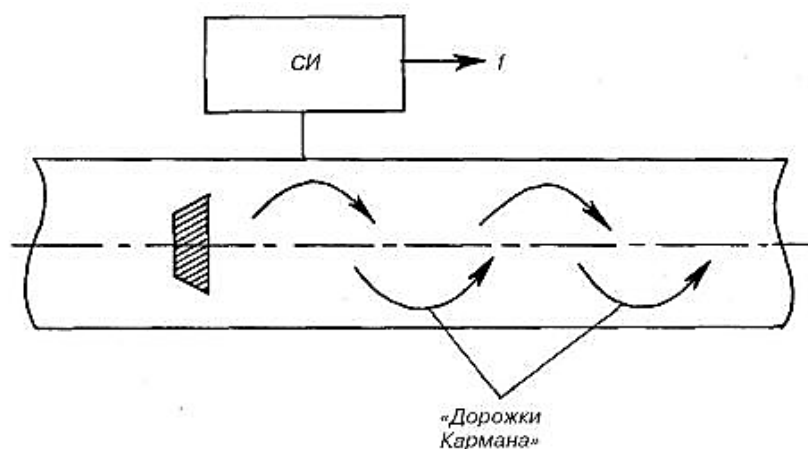


Рис. 13.4. Схема вихревого первичного преобразователя расхода (СИ — устройство счета импульсов).

## ТЕМА 14 СХЕМА ГАЗОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЙ

### 14.1. Схема газоснабжения предприятий

Схема газоснабжения предприятия состоит из следующих элементов: ввода газа, ГРП (ГРУ), межцеховых и внутрицеховых газопроводов, газоиспользующего оборудования. Все наружные газопроводы окрашивают в желтый цвет с красными полосами (кольцами) в зависимости от величины давления.

### 14.2. Схемы межцеховых газопроводов

Межцеховые газопроводы в зависимости от планировки предприятия, насыщенности его территории подземными и надземными коммуникациями, степени осушенности газа и ряда других факторов могут быть подземными и смешанными. На предприятиях чаще отдают предпочтение надземной прокладке межцеховых газопроводов. Так как они в этом случае не подвержены подземной коррозии, более доступны для осмотра и ремонта, менее опасны при утечках газа и экономичнее подземных.

Надземные газопроводы прокладывают на опорах, эстакадах, по огнестойким наружным стенам и перекрытиям зданий с производствами не пожароопасной категории. Высота прокладки надземных газопроводов до низа трубы принимается, м, не менее: в местах прохода людей – 2,2; на участках без проезда транспорта и прохода людей – 0,6; над автодорогами – 4,5; над трамвайными путями и железными дорогами – 5,6 – 7,1. Под линиями электропередач в зависимости от напряжения в них газопровод прокладывают на расстоянии от 1 до 6,5 м и заземляют. Перед вводом в цеха устанавливают отключающие устройства и продувочные линии

**Схема промышленной системы газоснабжения в случае непосредственного присоединения к городским сетям низкого давления** показана на (рис. 1). Данную схему проектируют для небольших коммунальных и промышленных предприятий. Это объясняется, во-первых, малой пропускной способностью сетей низкого давления, а во вторых тем, что переменный режим потребления газа предприятием будет отрицательно сказываться на режиме давлений у газовых приборов жилых зданий, присоединенных к той же сети низкого давления.

Из городской распределительной сети низкого давления газ через задвижку 1 поступает в межцеховой газопровод 2. У небольших предприятий протяженность межцеховых газопроводов обычно невелика, поэтому на ответвлениях от основного газопровода к цехам отключающие устройства можно не устанавливать.



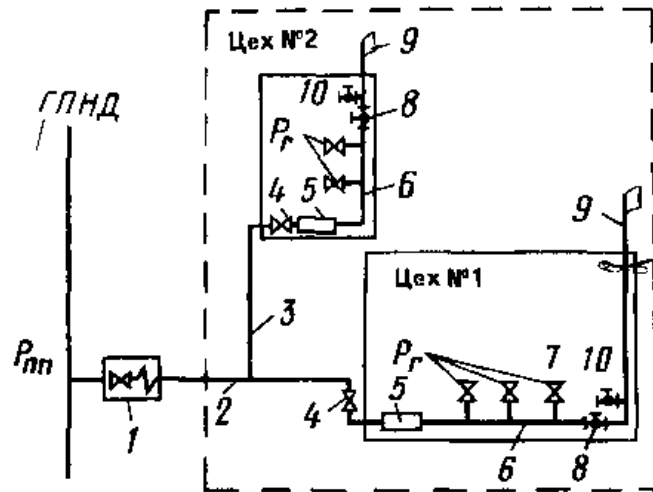


Рис. 14.1 Схема газоснабжения небольшого промышленного предприятия, присоединенного к городской сети низкого давления: 1-отключающее устройство (завдвижка), 2 – межцеховой газопровод, 3 – ответвление к цеху, 4-отключающее устройство на вводе в цех, 5-пункт измерения расхода газа (ПИРГ), 6-внутрицеховые газопроводы, 7-главное отключающее устройство перед агрегатами, 8-кран на продувочном газопроводе, 9-продувочный газопровод, 10-штуцер с краном и пробкой для взятия пробы.

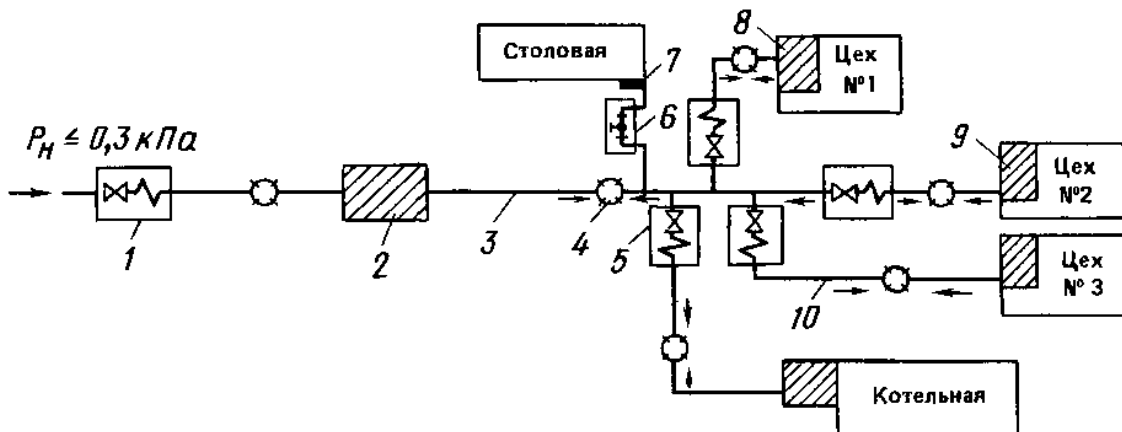


Рис. 14.2 Схема межцехового газопровода среднего давления с центральным пунктом измерения расхода газа и цеховыми ГРУ среднего и низкого конечных давлений: 1,5 – отключающие устройства в колодце, 2-центральный пункт измерения расхода газа, 3-межцеховой газопровод, 4-сборник конденсата, 6-отключающее устройство в мелком колодце, 7-шкафная установка РД, 8-цеховая ГРУ среднего конечного давления, 9-цеховая ГРУ низкого конечного давления, 10 – ответвление газопровода к цеху (сборники конденсата устанавливаются при использовании влажного газа).

Межцеховые газопроводы вводят в каждый цех, где в газорегуляторных установках давление снижается до необходимой величины. Из ГРУ газ поступает только в сети данного цеха. Расход газа учитывается в центральном пункте измерения расхода газа, а также в каждом цехе. Центральный ГРП отсутствует, а межцеховые газопроводы находятся под давлением городской распределительной сети.

### 14.3. Места установки запорной арматуры

Места установки запорной арматуры:

- на вводах в здания или группу смежных зданий, перед наружными газопотребляющими установками;
- на отдельных вводах и ответвлениях от вводов в здания к газопотребляющим установкам, размещаемым на покрытиях этих зданий;
- на вводах в ГРП;
- для отключения отдельных участков газопроводов с целью обеспечения безопасности и надежности газоснабжения.

Отключающие устройства на наружных газопроводах следует размещать в колодцах, наземных шкафах или оградах, а также на стенах зданий.

### 14.4. Внутрицеховые газопроводы

Все внутрицеховые газопроводы прокладывают открыто и крепят с помощью кронштейнов или подвесок. В отдельных случаях допускается прокладка в бороздах стен в монолитном бетоне. При прокладке на совместных опорах с другими трубопроводами газопроводы располагаются сверху. Если газопровод пересекается с электрокабелем, то расстояние между ними должно быть не менее 0,1 м, а при параллельной прокладке – не менее 0,25 м.

Расположение и высоту прокладки труб делают таким образом, чтобы исключалось повреждение их и не мешали нормальной эксплуатации оборудования и агрегатов и были легкодоступны для надзора и обслуживания.

**Не допускается прокладка газопроводов:**

- в производственных помещениях, относящихся по взрывной и взрывопожарной опасности к категориям А и Б;
- во взрывоопасных зонах помещений любого назначения;
- в подвальных этажах зданий и сооружений;
- в складских зданиях и помещениях категорий А, Б и В;
- в помещениях подстанций и распределительных устройств; через вентиляционные камеры, шахты и каналы;
- в шахтах лифтов;
- в помещениях мусоросборников;
- в дымоходах;
- через помещения, где газопровод может быть подвержен коррозии;
- в местах возможного воздействия на газопровод агрессивных веществ;
- в местах, где газопроводы могут омываться горячими продуктами сгорания или соприкасаться с нагретыми или расплавленными материалами.

**Отключающие устройства** на газопроводах в производственных помещениях промышленных и сельскохозяйственных предприятий, предприятий бытового обслуживания производственного характера следует предусматривать:

- на вводе газопровода внутри помещения;
- на ответвления к каждому агрегату;
- перед горелками и запальниками;
- на продувочных трубопроводах, в местах присоединения их к газопроводам.

## ТЕМА 15 ГОРЕНИЕ ГАЗА

### 15.1. Общее понятие о процессе сгорания газового топлива

Горение любого топлива является разновидностью процесса окисления. В обычных условиях окисление в атмосфере воздуха протекает очень медленно и сопровождается постепенным рассеиванием запаса тепла. Потеря тепла будет тем больше, чем глубже окислено топливо, т. е. чем больше оно присоединило к себе атомов кислорода. Следовательно, чем меньше окислено топливо, тем большей теплотворной способностью оно должно обладать. Вот почему природные газы, добываемые из недр земли и состоящие из неокисленных углеводородов, обладают высокой теплотворной способностью.

Если молекулы метана окислить атомом кислорода, то выделится незначительное количество тепла, которое будет компенсироваться теплопотерями в окружающее пространство, т. е. не будут наблюдаться повышение температуры и ускорение процесса окисления. Если же к молекуле метана присоединить четыре атома кислорода, то она окислится полностью и превратится в две молекулы воды и одну молекулу углекислого газа; в этом случае выделится почти все тепло, которое содержалось в молекуле метана. Происходит это потому, что выделяющееся количество тепла не только компенсирует потери тепла в окружающую среду, но и обеспечивает подогрев соседних частиц газовой смеси до определенной температуры. Эта температура называется температурой воспламенения, при которой процесс медленного окисления переходит в горение.

Возникновение горения и его устойчивое протекание возможны только при определенных условиях, обеспечивающих подвод к очагу горения горючего газа, его тщательное перемешивание с необходимым количеством воздуха, а также достижение необходимого температурного уровня. Однако чтобы готовая газоздушная смесь начала гореть, необходимо придать ей некоторый запас энергии, необходимый для разрыва существующих молекулярных связей топлива и создания новых связей.

Это достигается поджогом выходящей из горелки газоздушной смеси. Итак, для начала реакции горения газообразного топлива следует затратить определенное количество энергии, необходимой не только для разрыва старых молекулярных связей, но и для создания новых. Эти новые связи возникают в процессе появления различных промежуточных атомов и радикалов. Возникающие химические связи сопровождаются выделением энергии, причем количество выделяемой энергии значительно превышает ее расход.

Вот почему при сгорании газового топлива всегда выделяется определенное количество тепла.

### 15.2. Количество воздуха, необходимого для сжигания газов

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

Коэффициент  $\alpha$  показывает, во сколько раз действительный расход воздуха превышает теоретический, принимаемый за единицу. Если  $\alpha=1$ , то газоздушная смесь называется стехиометрической.

При условии  $\alpha=1,2$  сжигание газа производится с избытком воздуха на 20%. Как правило, сжигание газов должно производиться с минимальным значением  $\alpha$ , так как с уменьшением избыточного воздуха уменьшаются потери тепла. Нужно тщательно следить за тем, чтобы значение  $\alpha$  не было меньше 1, так как это приводит к неполному сгоранию газов.

Воздух, принимающий участие в горении, бывает первичный и вторичный.

**Первичным** называется воздух, поступающий в горелку для смешения в ней с газом. **Вторичным** называется воздух, поступающий в зону горения не в смеси с газом, а отдельно от него.

### 15.3. Скорость распространения газового пламени

Горение газа, в отличие от некоторых твердых видов топлива, сопровождается пламенем, т. е. зоной, в которой протекают реакции горения.

Существуют два типа распространения пламени: *медленное и детонационное*. **Медленное** распространение пламени иногда называют нормальным. Эти два типа распространения пламени характеризуются определенными величинами скоростей распространения пламени. Если нормальная скорость распространения пламени для наиболее быстрогорящего газа водорода достигает 2,67 м/с, то **детонационная** скорость распространения пламени составляет несколько километров в секунду.

**Нормальной** скоростью распространения пламени называется скорость движения фронта пламени в направлении, перпендикулярном поверхности фронта пламени.

Самую большую скорость распространения пламени имеет водород (2,67 м/с), а самую малую — метан (0,37 м/с). Объясняется это теплопроводностью указанных газов. Причем чем больше в газе водорода, тем больше его теплопроводимость, а, следовательно, и скорость распространения пламени.

**Отрыв пламени.** Величина скорости распространения пламени имеет очень важное значение для правильной организации процесса сжигания газов.

Если скорость распространения пламени газоздушной смеси, выходящей из горелки, будет меньше скорости движения этой смеси, то пламя может оторваться от устья горелки. Такое явление называется отрывом пламени. Отрыв пламени может произойти вследствие увеличения количества газа и первичного воздуха в газоздушной смеси, подаваемых в горелку.

**Проскок пламени.** Проскок пламени в горелку может произойти в том случае, если скорость распространения пламени будет больше скорости движения газовой смеси, т. е. скорости вылета газовой смеси из горелки.

Проскок пламени может сопровождаться горением газа внутри самой горелки. Опасность проскока пламени особенно возрастает при увеличении количества первичного воздуха в смеси, так как создается смесь, более бедная газом и способная гореть быстрее.

Опасность проскока газа наблюдается также при сжигании газов, содержащих большое количество водорода. Объясняется это тем, что эти газы имеют большие значения скорости распространения пламени.

#### 15.4. Продукты сгорания газа и контроль за процессом горения

В предыдущих параграфах было отмечено, что в зависимости от соотношения сжигаемого газа и необходимого воздуха горение может быть полным и неполным. Продуктами полного сгорания природного газа являются углекислый газ, водяные пары, некоторое количество избыточного кислорода и азот. Избыточный кислород содержится в продуктах горения только в тех случаях, когда горение происходит с избытком воздуха, а азот в продуктах сгорания содержится всегда, так как является составной частью воздуха и не принимает участия в горении. Продуктами неполного сгорания газа могут быть окись углерода, несгоревшие водород и метан, тяжелые углеводороды, сажа.

Таким образом, чем больше в продуктах сгорания углекислого газа  $\text{CO}_2$ , тем меньше будет в них окиси углерода  $\text{CO}$ , т. е. тем полнее будет сгорание. Исходя из этого, введено понятие максимальное содержание  $\text{CO}_2$  в продуктах сгорания. Это количество  $\text{CO}_2$ , которое можно было бы получить в продуктах сгорания при организации полного сгорания газа без избытка воздуха.

Наиболее совершенным способом контроля поступления воздуха в топку и полноты горения является анализ продуктов сгорания с помощью автоматических газоанализаторов. Эти газоанализаторы периодически отбирают пробу отходящих газов и определяют в них содержание углекислого газа, а также сумму окиси углерода и несгоревшего водорода  $\text{CO} + \text{H}_2$  в объемных процентах. При этом может наблюдаться случай, когда показания стрелки по шкале  $\text{CO} + \text{H}_2$  равны нулю. Это значит, что горение полное и в продуктах сгорания нет окиси углерода и несгоревшего водорода. Если же стрелка отклонилась от нуля вправо, то в продуктах сгорания имеются окись углерода и несгоревший водород, т. е. происходит неполное сгорание. На другой шкале стрелка газоанализатора должна показывать максимальное содержание  $\text{CO}_2$  в продуктах сгорания. Отсюда самое выгодное горение будет происходить при максимальном проценте углекислого газа, когда стрелка указателя шкалы  $\text{CO} + \text{H}_2$  находится на нуле.

## 15.5. Методы сжигания природного газа

Все методы сжигания базируются на приготовлении газозвушной смеси определенного состава.

### I. диффузионный метод сжигания

Особенности. В корневой зоне никакого процесса горения нет. На границе корневой зоны молекулы кислорода успевают смешиваться и начинает газ гореть. В зоне основного горения выгорает углерод.

Этот процесс горения называется диффузионным, так как воздух сам приходит из атмосферы. Смешение молекул воздуха и газа происходит по газовым законам. Не будем углубляться в науку, а посмотрим процесс горения схематично, чтобы понять суть.

К фронту горения газ поступает под давлением, а необходимый для горения воздух из окружающего пространства за счет молекулярной или турбулентной диффузии. Смесеобразование здесь протекает одновременно с процессом горения. Поэтому скорость горения равна скорости смесеобразования.

Важной характеристикой горения газообразного топлива является скорость распространения пламени в газозвушной среде. Нормальная скорость это скорость распространения движения фронта пламени в направлении перпендикулярному направлению поверхности фронта пламени.

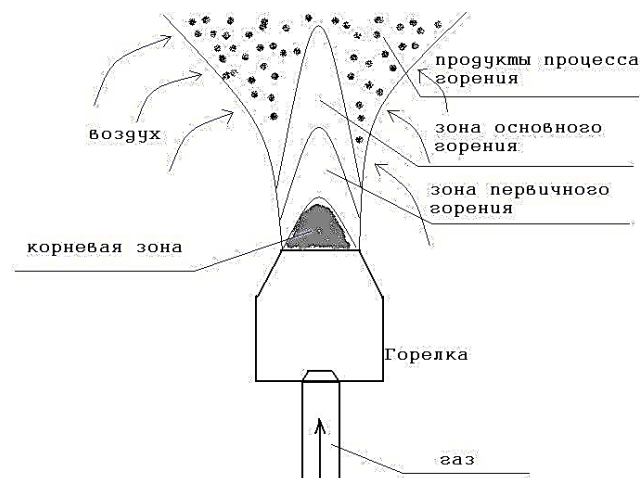


Рис. 15.1. Горелка, использующая диффузионный метод сжигания газа

- Нормальная скорость метана равна 0,67 м/с;
- нормальная скорость пропана равна 0,82 м/с;
- нормальная скорость водорода 4,83 м/с.

Диффузионные горелки (для промышленных котлов) обладают следующими свойствами:

1. к струе газа диффундирует воздух, а из струи газа в воздух газ. Таким образом, вблизи выхода газа из горелки создается газозвушная смесь.

2. процесс горения начинается в зоне первично горения и заканчивается в основной зоне.

3. интенсивность процесса горения определяется скоростью образования газозвушной смеси.

4. выделяемые продукты сгорания осложняют взаимную диффузию газа и воздуха.

В целом горение при таком методе образования газозвушной смеси протекает достаточно медленно и пламя имеет большой объем и как правило обладает светимостью.

#### Достоинства горелок диффузионного типа

-высокая устойчивость пламени при изменении тепловых нагрузок;

-невозможность проскока пламени в горелку, так как в горелке находится чистый газ;

-возможность регулирования горения в широком диапазоне.

#### Недостатки горелок диффузионного типа

-большой объем пламени снижает теплонапряженность в единице объема;

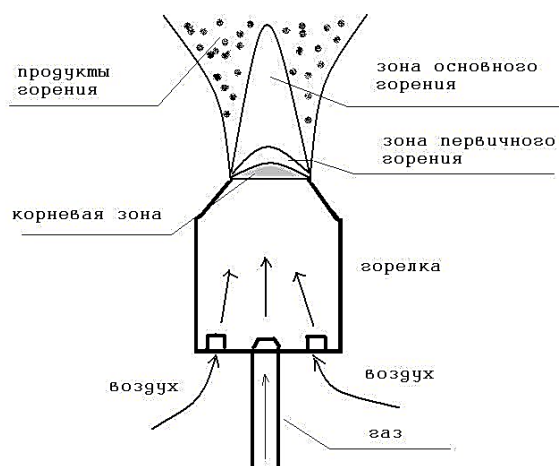
-вероятность термического распада метана на горючие составляющие;

-увеличивается опасность отрыва пламени от горелки.

### **II. Смешанный метод сжигания газа**

Смешанный метод обеспечивается предварительным смешиванием газа только с частью воздуха, необходимого для полного сгорания газа. Остальной воздух поступает из окружающей среды, непосредственно к факелу.

Сначала выгорает часть газа смешанного с первичным воздухом, а оставшая часть, разбавленная продуктами горения, выгорает после присоединения кислорода вторичного воздуха. В результате факел получается менее коротким и менее светящимся. Теплонапряженность в единице объема факела возрастает.



*Рис. 15.2. Горелка использующая смешанный метод сжигания газа*

### **III. Кинетический метод горения газа**

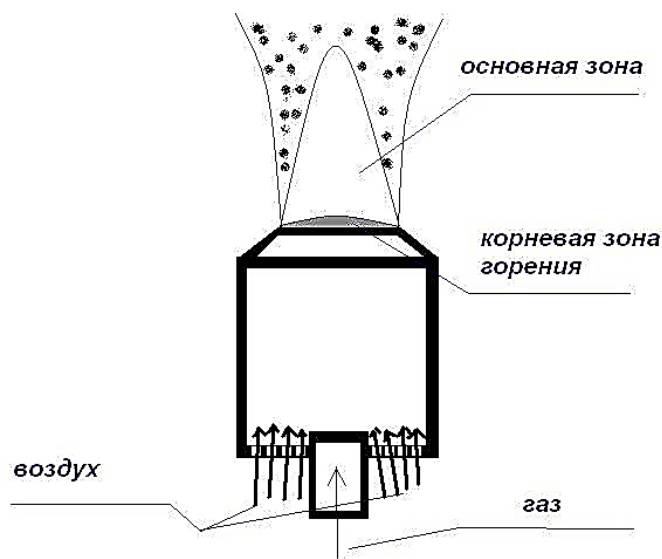


К месту горения подается газозвдушная смесь, полностью подготовленная внутри горелки. Газозвдушная смесь сгорает в коротком факеле и обладает малой светимостью.

Достоинства кинетического метода горения:

- малая вероятность химического недожога;
- высокая теплопроизводительность.

Недостаток. Необходимость стабилизации газового пламени. Это вызвано тем, что горелки чувствительны к изменению параметров давления газа и воздуха, что приводит к нарушению процесса горения. Для устранения данного недостатка горелки оснащаются стабилизаторами пламени.



*Рис. 15.3. Горелка использующая кинетический метод сжигания газа*

## ТЕМА 16 ГАЗОВЫЕ ГОРЕЛКИ

### 16.1. Газовая горелка

**Газовая горелка** — это устройство для образования горючих смесей газового топлива в отопительных котлах и подачи их к месту сжигания с обеспечением его устойчивого горения и возможностью регулирования процесса горения.

Для сжигания топлива в топках газовых отопительных котлов используется много разнообразных горелочных устройств, которые можно классифицировать по ряду признаков, в том числе:

- по степени подготовки горючей смеси:
  - газовые горелки без предварительного смешения газа с окислителем;
  - газовые горелки с полным предварительным смешением;
  - газовые горелки с неполным предварительным смешением;
  - газовые горелки с частичным предварительным смешением;
- по способу подачи воздуха:
  - газовые горелки с принудительной подачей воздуха от вентилятора;
  - газовые горелки с инжектированием воздуха газовой струей, а также за счет разрежения в топке;
- по давлению газа перед горелками:
  - газовые горелки низкого давления — до 5 кПа (500 мм вод. ст.);
  - газовые горелки среднего давления — до критического перепада давлений (разности давлений в горелке и топке), при котором скорость истечения газа, а следовательно, и расход газа достигают максимальных (так называемых критических) значений;
    - газовые горелки высокого давления — при критическом и сверхкритическом перепаде давлений (скорость истечения и расход газа при этом равны максимальным (критическим) значениям и не растут даже при увеличении давления);
- по степени автоматизации управления горелками:
  - газовые горелки с ручным управлением;
  - полуавтоматические газовые горелки;
  - автоматические газовые горелки;
- по скорости истечения продуктов горения:
  - низкая — до 20 м/с;
  - средняя — 20...70 м/с;
  - высокая — более 70 м/с.

### 16.2. Принципы сжигания газа в горелке

В зависимости от способа подачи в топочную камеру газа и воздуха и условий их смешения различают варианты организации процесса горения, основанные на следующих принципах горения

### **Диффузионные газовые горелки**

В диффузионных газовых горелках газ смешивается с воздухом в топке вследствие взаимной диффузии (взаимного проникновения) газа и воздуха на границах вытекающего потока.

### **Газовая горелка с принудительной подачей воздуха (кинетическая, смесительная)**

У большинства газовых горелок с принудительной подачей воздуха образование газоздушной смеси начинается в самой горелке и завершается в топке. Воздух для сгорания газа подается с помощью вентилятора. Подачу газа и воздуха в газовой горелке осуществляют по отдельным трубам, поэтому такие горелки часто называют двухпроводными и смесительными.

### **Комбинированные газовые горелки**

В комбинированных газовых горелках отдельно или совместно сжигается жидкое и газообразное топливо. Например, газомазутная горелка ГМГ состоит из трех вставленных одна в другую камер. Газ поступает в среднюю узкую камеру газовой горелки и выходит через один или два ряда отверстий 4, расположенных по окружности. В центре газовой горелки размещена паромеханическая форсунка, включаемая при работе на мазуте.

### **Запальные газовые горелки**

Для розжига основной газовой горелки служит запальная газовая горелка. Запальные горелки могут быть переносными (для ручного розжига) и стационарными (для автоматического розжига).

### **Блочные автоматизированные газовые горелки**

В последнее время в промышленности, коммунально-бытовом секторе и сельском хозяйстве появилось значительное количество котельных агрегатов (в основном жарогазотрубных) с высоким КПД, низким выбросом токсичных газов, оснащенных полностью автоматизированными горелками.

### **Инжекционные газовые горелки низкого и среднего давления**

Показанная инжекционная газовая горелка низкого давления по принципу организации смешения газа с воздухом относится к газовым горелкам с частичным предварительным смешением.

## **16.2.1 Диффузионные газовые горелки**

В диффузионных газовых горелках газ смешивается с воздухом в топке вследствие взаимной диффузии (взаимного проникновения) газа и воздуха на границах вытекающего потока.

Разновидностью диффузионных газовых горелок является подовая горелка, которая состоит из газового коллектора 2 диаметром 32...80 мм. Коллектор изготовлен из стальной трубы, заглушённой с одного торца, имеет два ряда отверстий диаметром 1...3мм, просверленных одно относительно другого под углом 60... 120°.

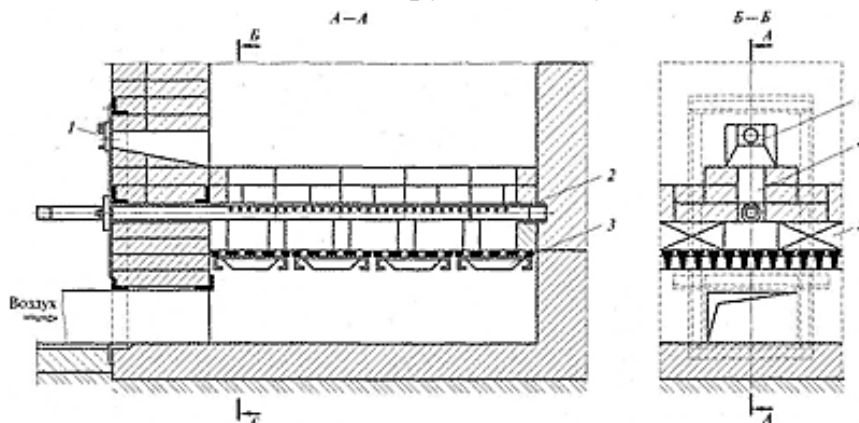


Рис. 16.1. Подовая горелка: 1-смотровое окно; 2-газовый коллектор; 3-колосниковая решетка; 4-щель; 5-огнеупорные кирпичи.

Газовый коллектор в газовой горелке устанавливается в щели 4, выполненной из огнеупорного кирпича, опирающегося на колосниковую решетку 3. Газ через отверстия в коллекторе выходит в щель, равномерно распределяясь по ее длине. Воздух для горения поступает в ту же щель через колосниковую решетку за счет разрежения в топке или принудительно с помощью вентилятора. В процессе работы огнеупорная футеровка щели разогревается, обеспечивая стабилизацию пламени на всех режимах работы горелки.

Для наблюдения за процессом горения и розжига газовой горелки служит смотровое окно 1. Подовые горелки могут работать на низком и среднем давлении газа и используются в секционных котлах, котлах ТВГ, КВ-Г, ДКВР.

### 16.2.2 Инжекционные газовые горелки низкого и среднего давления

Показанная инжекционная газовая горелка низкого давления по принципу организации смешения газа с воздухом относится к газовым горелкам с частичным предварительным смешением.

Струя газа в горелке под давлением выходит из сопла 1 с большой скоростью и за счет своей энергии захватывает в конфузоре 2 воздух, увлекая его внутрь горелки. Смешение газа с воздухом происходит в смесителе, состоящем из конфузора 2, горловины 3 и диффузора 4. Разрежение, создаваемое инжектором, возрастает с увеличением давления газа в горелке, и при этом изменяется количество подсосываемого первичного воздуха (от 30 до 70%), необходимого для полного сгорания газа. Количество воздуха, поступающего в газовую горелку, можно изменять при помощи регулятора 6 первичного воздуха, представляющего собой шайбу, вращающуюся на резьбе. При вращении регулятора изменяется расстояние между шайбой и конфузуром, и таким образом регулируется подача воздуха.

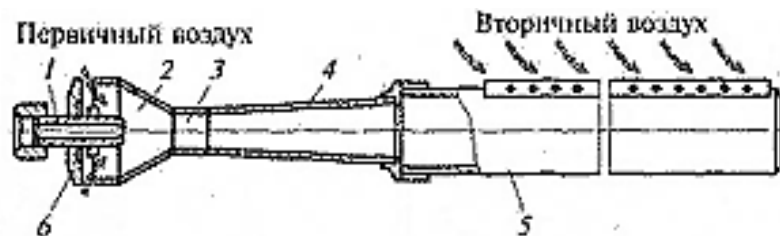


Рис.16.2. Инжекционная газовая горелка низкого давления: 1-сопло; 2-конфузор; 3-горловина; 4-диффузор; 5-огневой насадок; 6-регулятор первичного воздуха.

Для обеспечения полного сгорания топлива в газовой горелке часть воздуха поступает за счет разрежения в топке. Регулирование расхода вторичного воздуха производится путем изменения разрежения в топке.

Инжекционные горелки низкого давления выполняются огневыми насадками 5 разной формы.

Инжекционные газовые горелки обладают свойством саморегулирования, т.е. возможностью обеспечения постоянства соотношения между количеством поступающего в горелку газа и количеством подсосываемого ими первичного воздуха. При этом, если подача воздуха в горелку при помощи шайбы отрегулирована по цвету пламени или показанию газоанализатора на полное сгорание газа и газовая горелка работает спокойно без шума, то дальнейшее изменение ее нагрузки можно проводить, увеличивая или уменьшая только расход газа, не меняя положения воздушной шайбы.

Изменяя режим работы газовой горелки, необходимо следить за устойчивостью ее пламени, так как на характер горения газа влияют не только количество подаваемого в нее первичного воздуха, но и количество вторичного воздуха, поступающего в топку.

Инжекционная горелка среднего давления ИГК конструкции Ф.Ф.Казанцева (рис. 16.3) относится к горелкам с полным предварительным смешением и устойчиво работает при давлении газа 2... 60 кПа (200... 6 000 мм вод. ст.).

Газ, поступающий в газовую горелку через газовое сопло 4, инжектирует воздух в необходимом для сжигания количестве. В смесителе 2, состоящем из конфузора, горловины и диффузора, осуществляется полное перемешивание газа с воздухом.

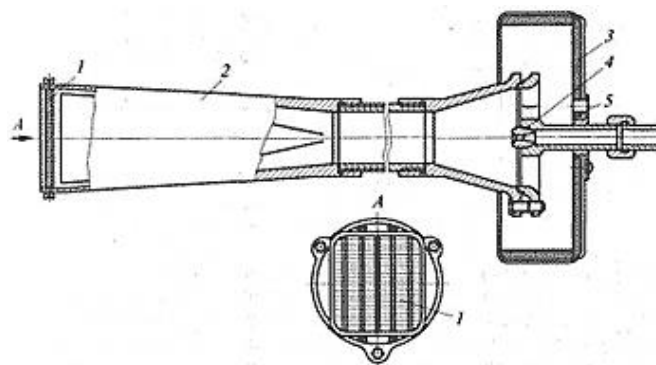


Рис. 16.3. Инжекционная горелка ИГК среднего давления конструкции Ф. Ф. Казанцева: 1-пластинчатый стабилизатор горения; 2-смеситель; 3-регулятор подачи воздуха; 4-газовое сопло; 5-гляделка.

В конце диффузора в газовой горелке установлен пластинчатый стабилизатор 1, который обеспечивает устойчивую работу горелок без отрыва и проскока пламени в широком диапазоне нагрузок. Стабилизатор горения состоит из тонких стальных пластин, расположенных на расстоянии примерно 1,5 мм одна от другой. Пластины стабилизатора стянуты между собой стальными стержнями, которые на пути движения газоздушнoй смеси создают зону обратных токов горячих продуктов горения, за счет теплоты которых происходит непрерывное поджигание газоздушнoй смеси. Фронт пламени удерживается на определенном расстоянии от устья горелки.

Регулирование подачи воздуха производится с помощью регулятора 3. На внутренней его поверхности укреплен клеем шумопоглощающий материал. В регуляторе выполнено смотровое окно — гляделка 5 для наблюдения за целостностью стабилизатора.

Вследствие хорошего перемешивания газа с воздухом инжекционные горелки обеспечивают создание малосветящегося факела с полным сгоранием газа при малых коэффициентах избытка воздуха  $\alpha = 1,05$ .

К преимуществам инжекционных горелок относятся:

- простота конструкции;
- устойчивая работа горелки при изменении нагрузок;
- надежность работы и простота обслуживания;
- отсутствие вентилятора, электродвигателя для его привода, воздухопроводов к горелкам;
- возможность саморегулирования, т. е. поддержания постоянного соотношения газ—воздух.

К недостаткам инжекционных горелок относятся:

- значительные габариты горелок по длине, особенно горелок увеличенной производительности (например, горелка ИГК-250-00 номинальной производительностью 135 м<sup>3</sup>/ч имеет длину 1 914 мм);
- высокий уровень шума у инжекционных горелок среднего давления при истечении газовой струи и инжeктировании воздуха;
- зависимость поступления вторичного воздуха от разрежения в топке (для инжекционных горелок низкого давления), плохие условия смесеобразования в топке, приводящие к необходимости увеличения общего коэффициента избытка воздуха до  $\alpha = 1,3 \dots 1,5$  и даже выше для обеспечения полного сгорания топлива.

### **16.2.3. Газовая горелка с принудительной подачей воздуха (кинетическая, смесительная)**

У большинства газовых горелок с принудительной подачей воздуха образование газоздушнoй смеси начинается в самой горелке и завершается в топке. Воздух для

сгорания газа подается с помощью вентилятора. Подачу газа и воздуха в газовой горелке осуществляют по отдельным трубам, поэтому такие горелки часто называют двухпроводными и смесительными. Работают они на газе низкого и среднего давления. Для лучшего перемешивания поток газа чаще всего направляют через многочисленные отверстия под углом к потоку воздуха. В зависимости от направления газового потока различают горелки с центральной подачей газа, если поток направлен от центра к периферии, и горелки с периферийной подачей газа, если поток направлен от периферии к центру горелки.

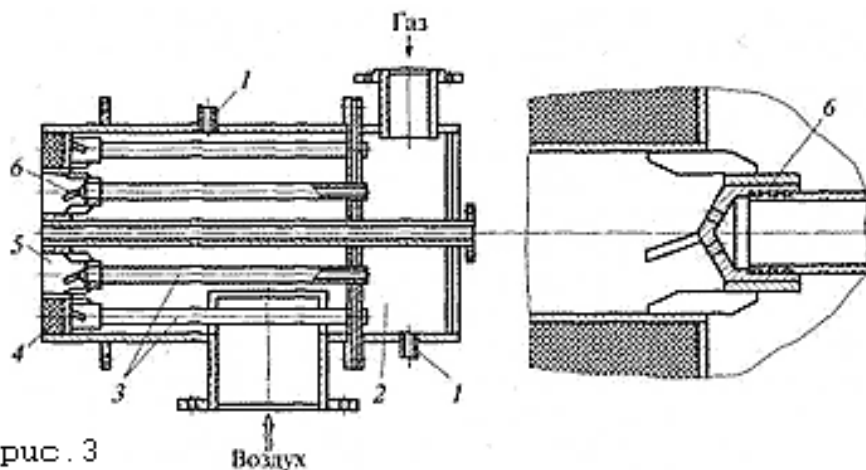


рис. 3  
Рис. 16.4. Горелка ГА с принудительной подачей воздуха: 1-штуцеры для измерения давления газа и воздуха; 2-распределительная камера; 3-газовые трубки; 4-огнеупорная футеровка; 5-смесительная камера; 6-головка с направляющими ребрами для закручивания воздуха.

Во многих конструкциях газовых горелок для улучшения условий смешения потока воздуха сообщают вращательное движение, для чего используют завихрители с постоянным и регулируемым углом установки лопаток либо вводят воздух тангенциально в горелку цилиндрической формы. Газовые горелки могут работать на горячем воздухе, подогретом за счет использования теплоты отходящих газов. На ряде горелок с принудительной подачей воздуха можно регулировать длину и светимость факела. На отопительных котлах малой и средней мощности устанавливают горелки типов ГА, ГГВ, Г-1,0 и др.

Газовая горелка типа ГА с принудительной подачей воздуха приведена на (рис. 16.4). Газ низкого или среднего давления подается в распределительную камеру 2, из которой поступает в трубки 3. На концы трубок накручены конические головки 6, в которых просверлены отверстия для выхода газа под углом к потоку воздуха. Конические головки имеют ребра, предназначенные для закручивания воздуха, поступающего к месту его смешения с газом.

Расположенная в центре газовой горелки трубка предназначена для наблюдения за процессом горения, а при сжигании мазута ее используют для установки форсунки. Свободные пространства между головками трубок в устье горелки уплотняют огне-

упорной футеровкой 4 (из жароупорного бетона). Это предохраняет горелку от перегрева и обеспечивает поступление воздуха только к газораспределительным головкам.

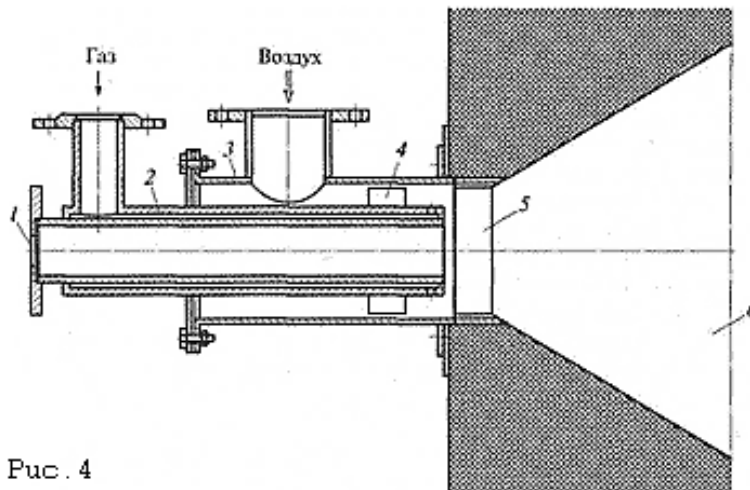


Рис. 4

Рис. 16.5. Горелка газовая вихревая ГТВ: 1-смотровое окно; 2-газовый коллектор; 3-корпус горелки; 4-лопаточный завихритель; 5-устье горелки; 6-конический туннель.

В газовой горелке вихревой ГТВ (рис. 16.5) газ из газораспределительного коллектора 2 выходит через отверстия, просверленные в один ряд, и под углом  $90^\circ$  поступает в закрученный с помощью лопаточного завихрителя 4 поток воздуха. Лопатки приварены под углом  $45^\circ$  к наружной поверхности газового коллектора. Внутри газового коллектора расположена труба для наблюдения через смотровое окно / за процессом горения. При работе на мазуте в нее устанавливают паромеханическую форсунку.

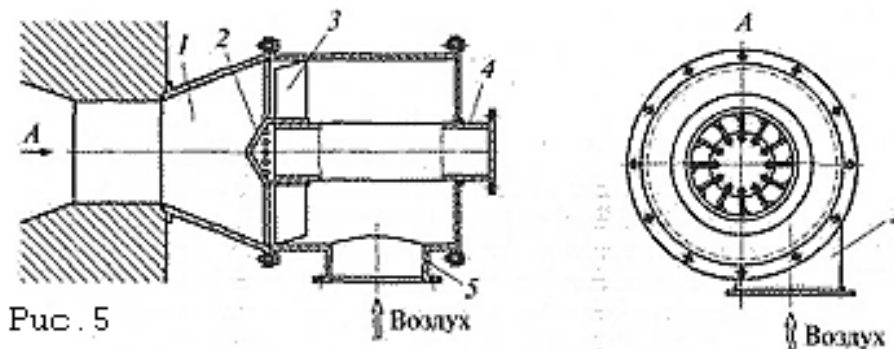


Рис. 5

Рис. 16.6. Горелка для природного газа: 1-камера смешения; 2-конусная насадка; 3-направляющие лопатки; 4-трубопровод для подачи газа; 5-трубопровод для тангенциального подвода воздуха.

На (рис. 16.6) показана газовая горелка для природного газа. Производительность данной вихревой горелки до  $750 \text{ м}^3/\text{ч}$ . Газ поступает в центральный трубопровод 4 горелки и выходит в камеру смешения 1 через ряд мелких отверстий в конусной насадке 2, установленной на выходе из трубопровода подачи газа. Воздух по трубопроводу 5 поступает в камеру смешения по межтрубному пространству, имея вращательное движение, обеспечиваемое тангенциальным подводом к горелке и направляющими лопатками 3.

#### 16.2.4. Комбинированные газовые горелки



В комбинированных газовых горелках отдельно или совместно сжигается жидкое и газообразное топливо. Например, газомазутная горелка ГМГ состоит из трех вставленных одна в другую камер. Газ поступает в среднюю узкую камеру газовой горелки и выходит через один или два ряда отверстий 4, расположенных по окружности. В центре газовой горелки размещена паромеханическая форсунка, включаемая при работе на мазуте.

Необходимый для горения воздух подается в газовую горелку двумя потоками, из которых один (примерно 15 % общего расхода воздуха) проходит через завихритель 3, состоящий из лопаток, установленных под углом непосредственно к корню факела. Этот воздух, называемый первичным, способствует улучшению перемешивания с газом, особенно при малых тепловых нагрузках отопительного котла. Другой поток воздуха, называемый вторичным и являющийся основным, проходит через завихритель 2 и закрученным потоком поступает к месту горения.

В последнее время выпускаются модернизированные газовые горелки ГМГМ, в которых несколько изменены паромеханическая форсунка, завихрители первичного и вторичного воздуха.

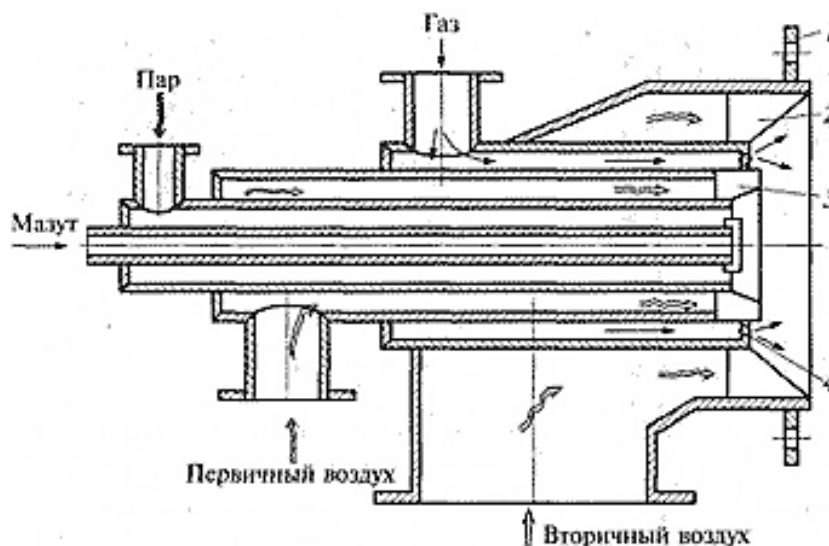


Рис. 16.7. Газомазутная горелка ГМГ: 1-монтажная плита; 2, 3-завихритель вторичного и первичного воздуха соответственно; 4-газовыходное отверстие.

Газ выходит через отверстия в горелке, расположенные в один ряд по направлению движения воздуха и в два ряда в перпендикулярном направлении, что дает хорошее перемешивание газа с воздухом. Газовые горелки ГМГМ обеспечивают полное сгорание газа при  $\alpha = 1,05$ .

В газомазутных горелках отопительных котлов ПТВМ газ из газопровода поступает в кольцеобразную газовую камеру горелки и выходит через два ряда отверстий в направлении, перпендикулярном направлению потока воздуха. В центральной части газовой горелки расположена мазутная форсунка 3, которая во время работы охлаждается проточной водой. При сжигании газа форсунка должна быть удалена из зоны го-

рения. Воздух к каждой горелке подается отдельным центробежным вентилятором. Для лучшего перемешивания с газом воздух закручивается завихрителем 4.

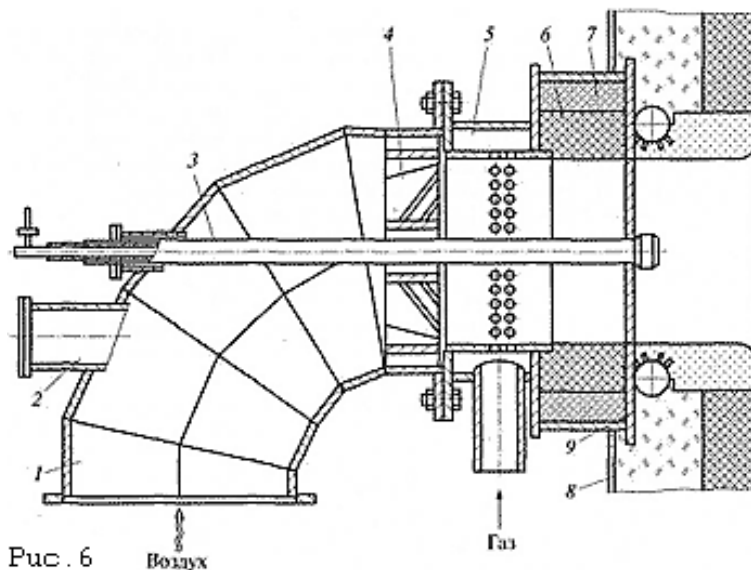


Рис. 16.8. Газомазутная горелка котлов ПТВМ: 1-короб; 2-смотровое окно; 3-мазутная форсунка; 4-завихритель воздуха; 5-газовая камера; 6-шамотобетон; 7-асбестодиатомитовый бетон; 8-магнезиальная обмазка; 9-концевой упор горелки в экраны.

### 16.2.5. Блочные автоматизированные газовые горелки со встроенным вентилятором

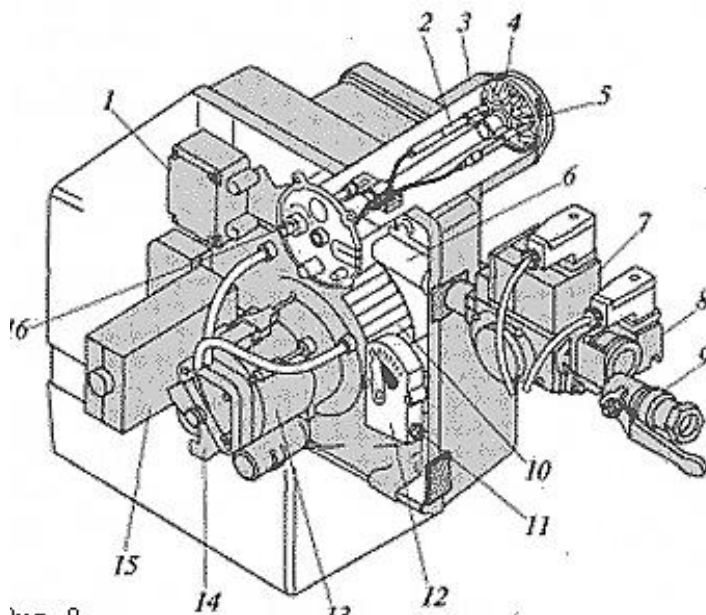
В последнее время в промышленности, коммунально-бытовом секторе и сельском хозяйстве появилось значительное количество котельных агрегатов (в основном жарогазотрубных) с высоким КПД, низким выбросом токсичных газов, оснащенных полностью автоматизированными горелками.

Горелочные устройства характеризуются широким диапазоном теплопроизводительности — 10...20000 кВт и предназначены для работы на природном и сжиженном газе, легких жидких топливах и мазуте. В комбинированных горелках сжигаются как газообразные, так и жидкие топлива.

Одной из ведущих мировых фирм по производству газовых горелок является фирма Weishaupt (Германия), разрабатывающая и выпускающая полностью автоматизированные газовые, жидкотопливные и комбинированные горелки с одноступенчатым, двухступенчатым, плавно-двухступенчатым и модулируемым регулированием производительности.

На рис. 16.9 в качестве примера приведена автоматическая газовая горелка типа WG-5 мощностью 12,5... 50 кВт. Газовая горелка предназначена для сжигания природного и сжиженного газа и оснащена следующей арматурой: шаровым краном 9 для подачи газа к горелке; реле 8 давления газа; многофункциональным газовым мультибло-

ком 7, в котором имеются фильтр (грязеуловитель), два магнитных клапана, регулятор давления газа. По присоединительному каналу 6 газ поступает в пламенную трубу 3.



*Рис. 16.9. Автоматическая газовая горелка типа WG-5: 1-электронный прибор зажигания; 2-электрод зажигания; 3-пламенная труба; 4-подпорная шайба; 5-ионизационный электрод; 6-присоединительный канал; 7-многофункциональный газовый мультиблок; 8-реле давления газа; 9-шаровой кран; 10-колесо вентилятора; 11-винт регулировки воздушной заслонки; 12-указатель положения воздушной заслонки; 13-электродвигатель; 14-реле давления воздуха; 15-менеджер горения; 16-регулирующий винт подпорной шайбы.*

В корпусе газовой горелки расположены вентилятор, который приводится в действие с помощью электродвигателя 13, электронный прибор 1 зажигания, микропроцессорный менеджер горения 15.

Колесо 10 вентилятора, приводимое в действие электродвигателем, всасывает воздух через решетку воздухозаборника в корпус регулятора воздуха, в котором расположена воздушная заслонка. Положение воздушной заслонки можно изменять с помощью винта 11, и этим в процессе наладки работы горелки достигается оптимизация количества подводимого воздуха на стороне всасывания. Воздух вентилятором подается в пламенную трубу 3.

На конической части пламенной трубы находится подпорная шайба 4, за которой происходит смешивание газа и воздуха, поступающего под давлением. Регулирующим винтом 16 можно менять положение подпорной шайбы и таким образом изменять количество подаваемого воздуха на напорной стороне.

Управление работой газовой горелки и диагностика неисправностей осуществляется с помощью микропроцессорного менеджера горения 15.

При работе горелки осуществляется постоянный контроль минимального давления газа с помощью реле 8 давления газа. Реле 14 давления воздуха контролирует ра-

боту вентилятора горелки. Контроль наличия пламени происходит с помощью контрольного ионизационного электрода 5.

При включении газовой горелки термостат (регулятор температуры) посылает на менеджер горения команду на включение. После этого запускается электродвигатель 13 горелки, и вентилятор начинает нагнетать воздух в камеру горения. Условием включения электродвигателя является замыкание контакта реле давления газа, подтверждающего наличие достаточного давления газа. В начале предварительной продувки топки отопительного котла срабатывает реле давления воздуха. По окончании продувки начинается розжиг горелки, при этом электронный прибор 1 зажигания создает высокое напряжение между электродом 2 зажигания и подпорной шайбой 4. При появлении искры открываются магнитные запорные клапаны в многофункциональном мультиблоке и происходит розжиг горелки. Сообщение о наличии пламени, контролируемое ионизационным электродом, поступает на менеджер горения.

### 16.2.6. Запальные газовые горелки

Для розжига основной газовой горелки служит запальная газовая горелка. Запальные горелки могут быть переносными (для ручного розжига) и стационарными (для автоматического розжига).

Широкое распространение для ручного розжига газовых горелок получили переносные запальные газовые горелки конструкции Мосгазпроекта. Газовая горелка присоединяется к газопроводу с помощью гибкого шланга 7 (рис.10). Поток газа, выходящего из сопла 6, подсасывает через отверстие 2 воздух из окружающей среды в газовую горелку. Газовоздушная смесь поступает в огневой насадок 4 и через ряд мелких отверстий в газовой горелке выходит из него, образуя множество факелов небольшого размера.

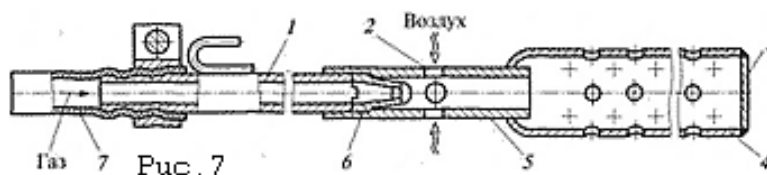


Рис. 16.10. Газовая запальная горелка конструкции Мосгазпроекта: 1-штуцер-удлинитель для присоединения шланга; 2-отверстия для прохода воздуха; 3-торцевая пластинка; 4-огневой насадок; 5-воздушная обойма; 6-сопло; 7-гибкий шланг.

Запальная газовая горелка как вспомогательное приспособление вводится к устью разжигаемой газовой горелки через специальное отверстие. Запальное отверстие располагается над горелкой или сбоку от нее. Для правильной установки относительно устья разжигаемой газовой горелки запальная горелка имеет ограничитель.

Стационарные запальные газовые горелки являются элементами запально-защитных устройств (ЗЗУ). Они предназначены для автоматического и дистанционного розжига горелочных устройств.

Электрозапальники осуществляют воспламенение поступающего в них газа и контроль собственного пламени. В комплект электрозапальника входит трансформатор (или катушка) зажигания и электромагнитный клапан. Электрозапальник имеет трубопровод 1 (рис. 16.11) подачи газа, изолированный высоковольтный центральный электрод 6, конец которого загнут так, что между ним и корпусом горелки образуется небольшой зазор порядка 6...8 мм, стабилизатор 7 горения и контрольный электрод.

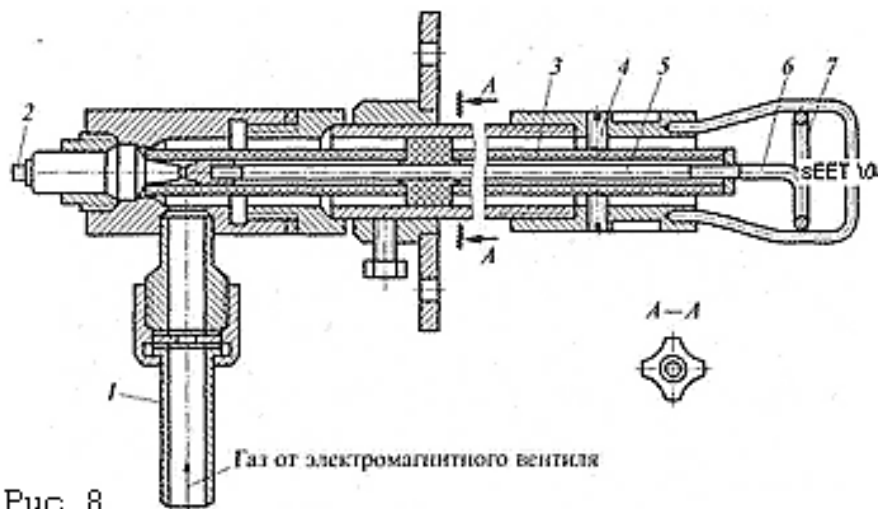


Рис. 16.11. Электрозапальник: 1-трубопровод подачи газа; 2-клемма высоковольтного электрода; 3-изолятор; 4-винт для центровки электрода; 5-фарфоровая трубка; 6-высоковольтный центральный электрод; 7-стабилизатор горения.

При подаче тока на трансформатор зажигания между центральным электродом и корпусом возникает высокое напряжение 8...10 кВт, в результате вследствие пробоя воздушного зазора образуется искра. Одновременно с включением трансформатора зажигания открывается электромагнитный клапан подачи газа на электрозапальник. Газ поджигается искрой, и таким образом возникает факел. Контроль горения факела осуществляется с помощью контрольного электрода, включенного в электрическую цепь автомата контроля пламени. При наличии факела эта цепь замкнута, так как при высоких температурах факел электропроводен. При погасании факела электрическая цепь разрывается, и автомат контроля пламени отключает питание электромагнитного клапана. Подача газа на запальник при этом прекращается.

## ТЕМА 17 СЖИЖЕННЫЕ ГАЗЫ

### 17.1. Сжиженные газы и методы их получения

**Сжиженным** называется газ, который при нормальных температуре и давлении (20°C и 760 мм рт.ст.) находится в газообразном состоянии, а при небольшом повышении давления, но без понижения температуры переходит в жидкое состояние.

Сжиженные газы получают:

- из попутных газов, добываемых вместе с нефтью и затем выделяемых из нее на газобензиновых нефтепромысловых заводах. Эти газы содержат в основном бутан и пропан, а также небольшое количество этана и пентана;

Поскольку попутный нефтяной газ представляет собой многокомпонентную смесь из легких и тяжелых углеводородов, то задачей газобензинового производства является разделение этой смеси на следующие отдельные фракции:

Метан	}	Отбензиновый газ
Этан		
Пропан	}	Сжиженный газ
Бутан		
Пентан	}	Газовый бензин

- из крекинг-газа на нефтеперерабатывающих заводах путем выделения из него на газофракционирующих установках индивидуальных углеводородов (пропана, бутана, пропилена, бутилена);

*Крекинг-процесс – разложение нефтепродуктов в специальных установках при  $t = 450-550^\circ\text{C}$ , во многих случаях – с применением высокого давления и катализатора. При крекинговании происходит расщепление тяжелых малоценных продуктов (мазута, солярового масла и др.) на более ценные продукты (бензин, газолин и др.)*

- из жирных природных газов газоконденсатных месторождений (состоящие из 30 - 50% метана, 7 - 20% этана, 10 - 15% пропана, до 10% легкого газообразного бензина).

Сжиженные газы широко используют как топливо в промышленных установках и в быту.

Сжиженные газы должны удовлетворять техническим требованиям, определенным в ГОСТ 10196—62. Смесь пропана и бутана для зимнего времени составляют с повышенным содержанием пропана, для летнего — с повышенным содержанием бутана. Соотношение пропана и бутана в смеси устанавливается договоренностью между поставщиком и заказчиком с учетом местных климатических условий.

**Технические требования к сжиженным углеводородным газам по ГОСТ 10196—62**

Показатели	Технический пропан	Технический бутан	Смесь технических пропана и бутана
Компонентный состав, % по объему:			
этан—этилен . . . . .	Не более 4,0	Отсутствие	Не более 4,0
пропан—пропилен . . . . .	Не менее 93,0	Не более 4,0	—
бутан—бутилен . . . . .	Не более 3,0	Не менее 93,0	—
пентан—амилены . . . . .	Отсутствие	Не более 3,0	
Жидкий остаток, % по объему, при температуре, °С:			
—20 . . . . .	Не более 2,0	Не нормируется	
20 . . . . .	Отсутствие	Не более 2,0	
Избыточное давление насыщенных паров, кгс/см <sup>2</sup> , при температуре, °С:			
—20 . . . . .	Не менее 1,6	Не нормируется	
45 . . . . .	Не более 16	4,2—5,0	Не более 16
Содержание сероводорода, г/100 м <sup>3</sup> . . . . .		Не более 5	
Запах . . . . .	Должен ощущаться при содержании в воздухе 0,5% газа		

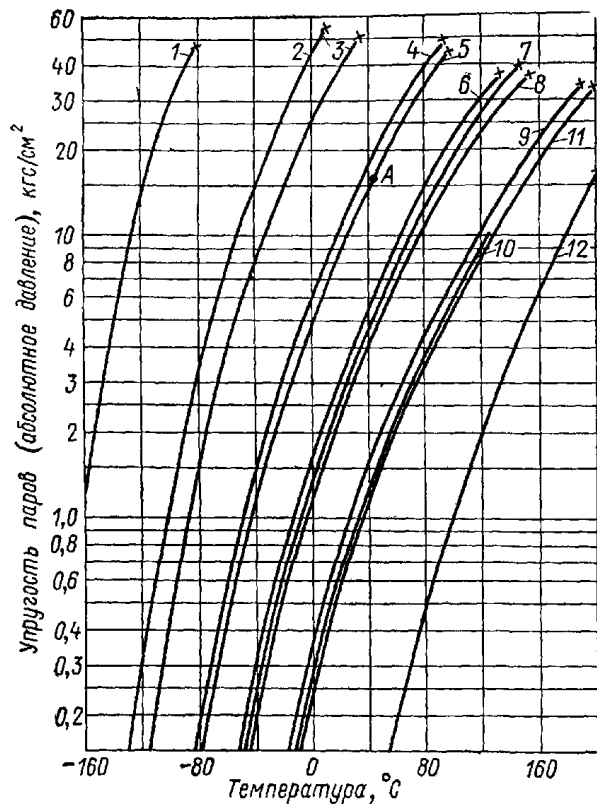


Рис. 17.1. Упругость насыщенных паров некоторых углеводородов, воды и одоранта в зависимости от температуры жидкой фазы

1 - метан, 2 - этилен, 3 - этан, 4 - пропилен, 5 - пропан, 6 - изобутан, 7 - изобутилен, 8 - н-бутан, 9 - изо-пентан, 10 - этилмеркаптан, 11 - н-пентан, 12 - вода

Их хранят и транспортируют в жидком, а используют в газообразном виде. Сырьем для производства сжиженных газов являются попутные нефтяные газы, жирные

газы газоконденсатных месторождений и газы переработки нефти. Сжиженные газы могут иметь и искусственное происхождение.

**Промышленными методами производства сжиженных газов** являются компрессионный, адсорбционный и абсорбционный. Принципиальная сущность технологии этих способов может быть рассмотрена на упрощенных схемах соответствующих установок.

**Компрессионный метод** основан на различии давлений и температур конденсации отдельных компонентов смеси углеводородных газов, составляющих попутный нефтяной газ. В этом случае исходный попутный газ (рис. 17.2) после очистки в сепараторе 1 от взвешенных частиц нефти, влаги и пыли сжимается в компрессоре 2 до давления 17 - 20 кгс/см<sup>2</sup> и затем последовательно охлаждается в конденсаторах 3 и 5. В процессе первой стадии охлаждения из смеси конденсируются и собираются в сепараторе сырого бензина 4 наименее упругие пары пентана, в конденсаторе 5 конденсируются пары пропана и бутана. После разделения в сепараторе 6 сконденсированные пропан и бутан поступают в емкости сжиженного газа, а сохранившие газообразное состояние метан и этан по газопроводу отбензиненного газа направляются к потребителю.

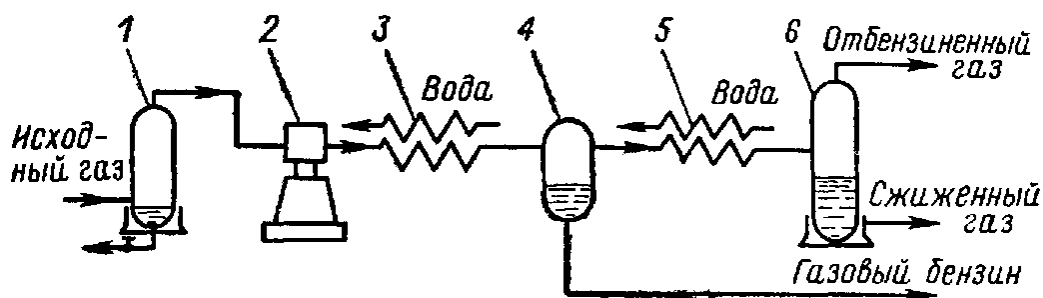


Рис. 17.2. Схема разделения углеводородов методом компрессии

**Адсорбционный (углепоглотительный) метод** основан на способности некоторых твердых пористых тел (активированного угля, силикагеля и др.) избирательно удерживать (адсорбировать) на поверхности пор и микропор тяжелые углеводороды и выделять их при последующем нагреве и увлажнении. Основным аппаратом адсорбционной установки (рис. 3) является адсорбер 7, заполненный активированным углем. Очищенный исходный попутный газ проходит в адсорбере снизу вверх через слой угля и насыщает его поры тяжелыми углеводородами, а легкие углеводороды - метан и этан, не осевшие в порах угля, выходят из адсорбера в газопровод отбензиненного газа. По окончании насыщения угля углеводородами через адсорбер сверху вниз подается водяной пар, который, нагревая и увлажняя уголь, осуществляет десорбцию тяжелых углеводородов и уносит их в виде паров. Пары воды и углеводородов проходят через конденсатор 2 и поступают в сепаратор 3, в нижней части которого скапливается конденсат водяного пара, над ним - более легкий конденсат пентана, а в паровом пространстве - пары пропана и бутана. Через регуляторы уровня вода из сепаратора сбрасывается в канализацию, пентан - в емкости сырого бензина, а пары пропана и бутана



поступают под купол газгольдера 4. По мере скопления в газгольдере пары пропана и бутана сжимаются компрессором 5 до 17 - 20 кгс/см<sup>2</sup> и после охлаждения в конденсаторе 6 накапливаются в виде конденсата в сепараторе сжиженного газа 7, а из него периодически перемещаются в сборные емкости.

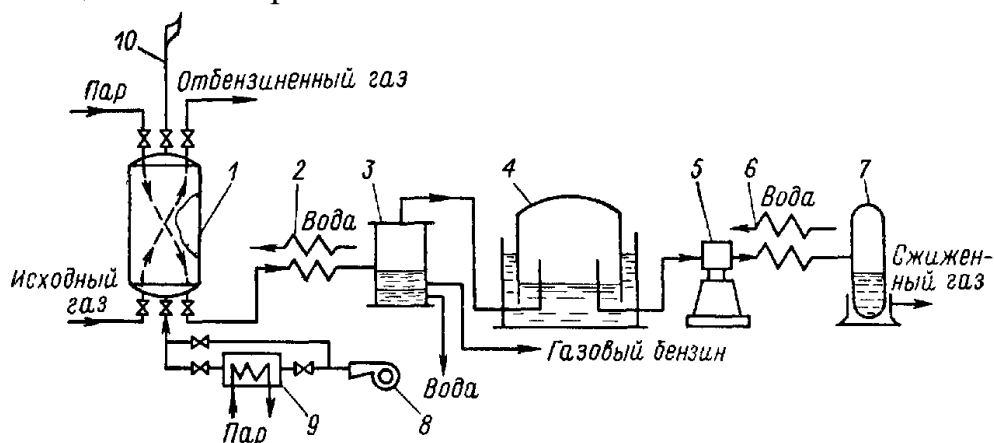


Рис. 17.3. Схема разделения углеводородов методом адсорбции

Для восстановления адсорбционной активности угля его надо просушить и охладить. Для этого дутьевой вентилятор 8 нагнетает в адсорбер выбрасываемые через свечу 10 горячий воздух, нагреваемый в калорифере 9, а затем - холодный воздух, пропускаемый мимо калорифера. Непрерывность действия установки обеспечивается комплектованием групп адсорберов, по три в каждой. Это позволяет одновременно осуществлять в группе все основные операции: адсорбцию, десорбцию и регенерацию активных адсорбционных свойств угля.

**Абсорбционный (маслопоглотительный) метод** основан на способности масел (например, солярового) в холодном виде избирательно растворять в себе (абсорбировать) тяжелые углеводороды, а при нагревании выделять их обратно.

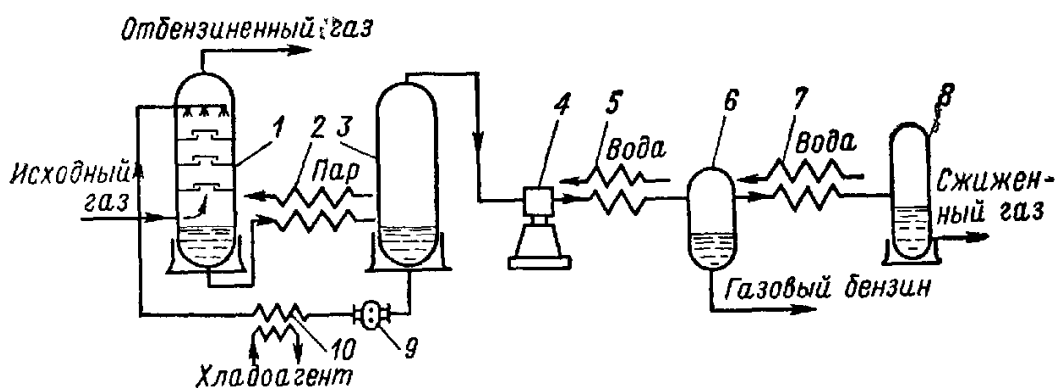


Рис. 17.4. Схема разделения углеводородов методом масляной абсорбции

Очищенный попутный нефтяной газ (рис. 17.4) поступает в нижнюю часть абсорбера 1, представляющего собой колонну с тарельчатыми насадками, в которой снизу вверх движется газ, а противотоком сверху вниз стекает по тарелкам масло. Конструкция тарелок обеспечивает хороший контакт газа с маслом, в результате чего масло растворяет основную массу тяжелых углеводородов. Легкие углеводороды поступают в верхнюю часть абсорбера и по газопроводу отбензиненного газа направляются

к потребителю. Скапливающееся в нижней части абсорбера масло, насыщенное углеводородами, подается в подогреватель 2, затем десорбер 3. Выделяющиеся из нагретого масла тяжелые углеводороды поступают в компрессор 4, где сжимаются до 17 - 20 кгс/см<sup>2</sup>. Охлаждаются они в две стадии - в конденсаторах 5 и 7. После первой стадии в сепараторе 6 сырого бензина накапливается жидкий пентан, а в сепараторе 8 - сжиженная пропан-бутановая фракция. Освободившееся от углеводородов нагретое масло из нижней части десорбера 3 насосом 9 перекачивается через холодильник 10 в верхнюю часть абсорбера 1 для повторения цикла.

Из рассмотренных методов в газобензиновом производстве наиболее распространен метод масляной абсорбции, отличающийся простотой установки, большой производительностью и достаточно высокой степенью извлечения тяжелых углеводородов из исходных газов.

Сжиженные газы имеют более высокую, чем обычные природные газы, объемную теплоту сгорания. В газообразном виде они тяжелее воздуха, а в жидком - тяжелее воды. Помимо этого сжиженные газы весьма восприимчивы к изменениям окружающих условий: при повышении температуры значительно увеличивается объем их жидкой фазы и давление паровой фазы, а при понижении температуры до точки росы и повышении давления возможна конденсация паровой фазы, в том числе и в газопроводах. Сжиженные газы не токсичны, но имеют низкие пределы взрываемости в воздухе и медленную диффузию в атмосферу. Это в сочетании с отсутствием у них запаха, цвета и вкуса как в жидком, так и в газообразном виде диктует необходимость тщательной их одоризации.

Как топливо сжиженные газы обладают всеми достоинствами природных газов. Кроме того, они позволяют создать у потребителей необходимый запас газа в жидком виде и их можно транспортировать не только по трубопроводам, но и перевозить в баллонах, цистернах (автомобильных и железнодорожных) и танкерах.

## **17.2. Диаграммы состояния сжиженных газов**

При проектировании и эксплуатации установок, потребляющих сжиженный газ, необходимо знать взаимосвязь различных параметров газа. С допустимой для практики точностью это можно сделать по диаграммам состояния (рис. 5 и 6). По ним можно определить: упругость паров при данной температуре, давление перегретых паров (газовой фазы) при данных условиях, удельный объем и плотность жидкой, паровой и газовой фаз, их теплосодержание (энтальпию), теплоту парообразования, степень сухости и влажности паров, работу сжатия компрессором и повышение температуры при сжатии, эффект охлаждения жидкости и газа при снижении давления (дросселировании), теплоемкость при постоянном давлении и постоянном объеме, скорость истечения газа из сопел газогорелочных устройств.

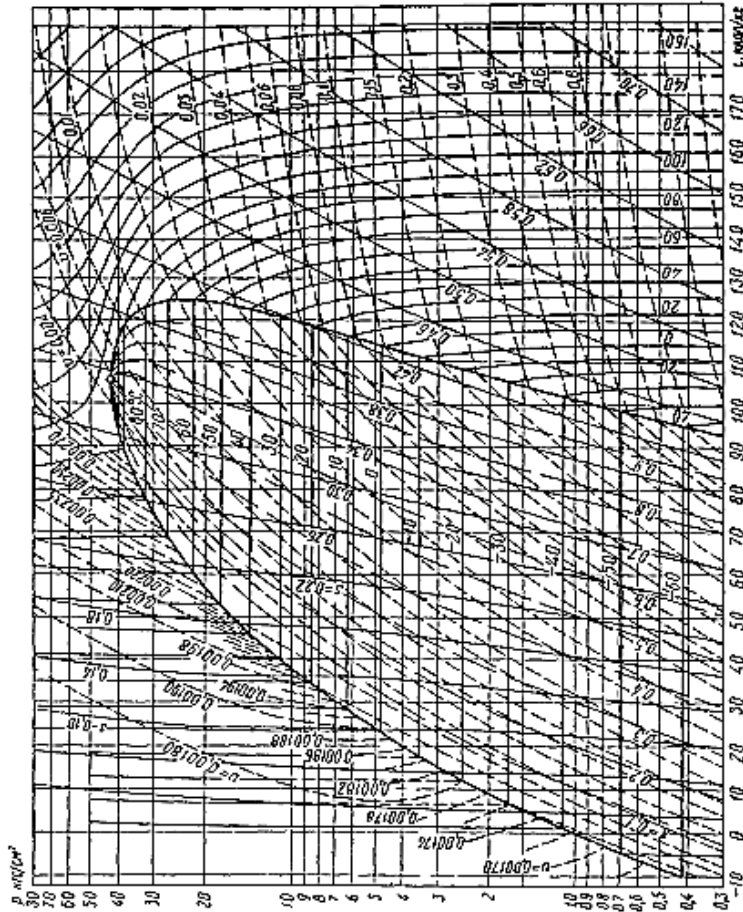


Рис.17.5. Диаграмма состояния пропана

Диаграмму состояния строят на полулогарифмической сетке из горизонтальных линий постоянного абсолютного давления (изобар) и вертикальных линий постоянного теплосодержания (изоэнтальп). Жирной линией, делящей диаграмму на три части (см. рис. 17.5 и 17.6), выделена пограничная кривая, в вершине которой находится точка, характеризующая критические параметры состояния газа. Зона над левой ветвью пограничной кривой характеризует жидкую фазу, над правой - газовую фазу, а зона между ветвями - парожидкостную смесь газа. Линии постоянных температур (изотермы) обозначены цифрами -30, -20, -10, 0 °С и т. д., причем изотерма, проходящая через точку критического состояния, соответствует критической температуре, выше которой газ никаким давлением не может быть превращен в жидкость. Линии постоянных удельных объемов жидкости, насыщенного и перегретого пара (изохоры) обозначены буквой  $v$ , а буквой  $x$  - линии постоянной сухости пара. Линии постоянной энтропии (адиабаты), обозначенные буквой  $s$ , характеризуют тепловую энергию газа. При расчете процессов на диаграмму наносятся вспомогательные линии.

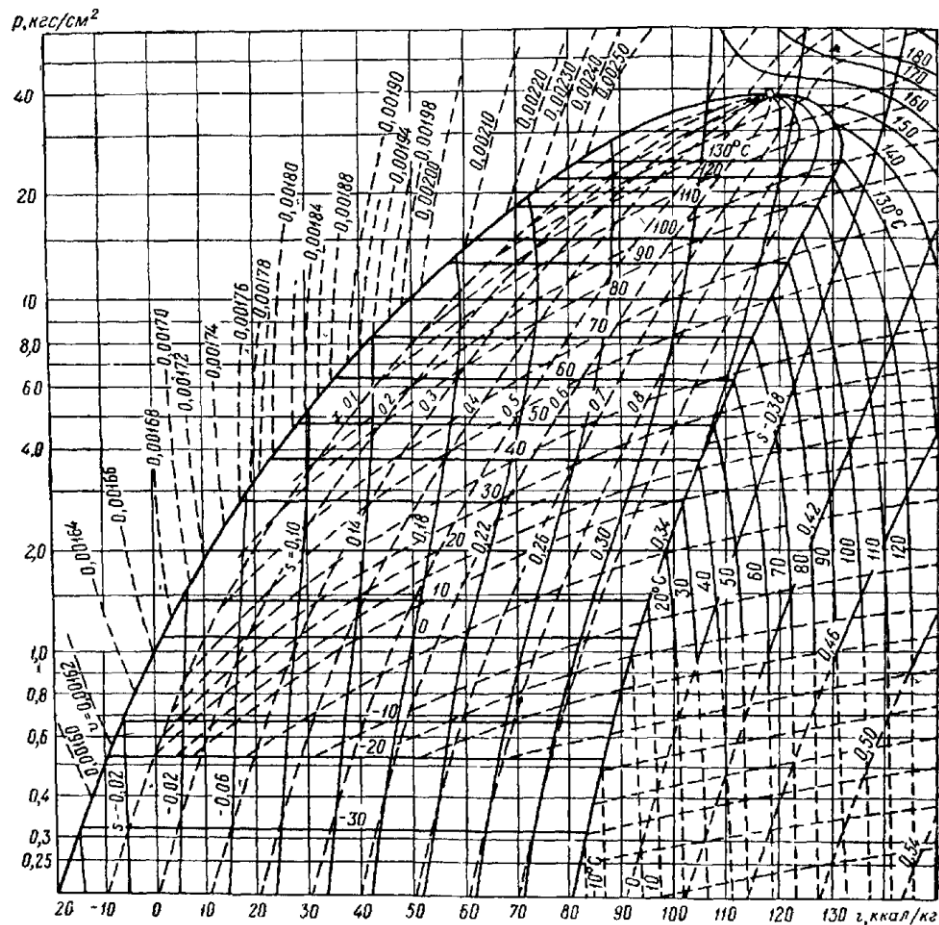


Рис. 17.6. Диаграмма состояния н-бутана

### 17.3. Индивидуальные и групповые газобаллонные установки

#### 17.3.1. Индивидуальные баллонные установки

Индивидуальные баллонные установки применяют для снабжения газом потребителей с небольшим расходом газа, например, многоквартирных или малоэтажных жилых домов, общественных помещений и т. п. Различают установки с размещением одного баллона емкостью не более 55 л внутри помещения, где установлены газовые приборы (плита, таган и пр.), и установки с двумя баллонами, размещенными снаружи здания в запирающемся шкафу (рис. 17.7). При использовании плит со встроенным баллоном разрешается иметь внутри помещения два баллона емкостью 27 л - рабочий (встроенный) и резервный. В производственных помещениях для одного газопотребляющего агрегата устанавливают не более одного баллона емкостью до 80 л.

В комплект баллонной установки входят: один или два баллона, регулятор давления, газовые приборы (обычно плита или плита и водонагреватель) и газопровод. Баллон имеет сварной корпус из спокойной марганцевой стали толщиной 2 - 4 мм с двумя сферическими днищами, башмак для установки в вертикальное положение, горловину в верхнем днище для установки вентиля и защитный колпак. Нашей промышленностью выпускаются баллоны емкостью от 1 до 120 л. Освоен выпуск унифицированных баллонов емкостью 5, 12, 27, 50 и 80 л (рис. 17.8). На баллонах емкостью 5, 12

и 27 л вместо колпака имеется защитный воротник, который одновременно является транспортной ручкой и обеспечивает условия для автоматизации заполнения и многоярусного хранения баллонов. Баллоны емкостью 50 и 80 л вместо воротника снабжены защитным колпаком и двумя ручками.

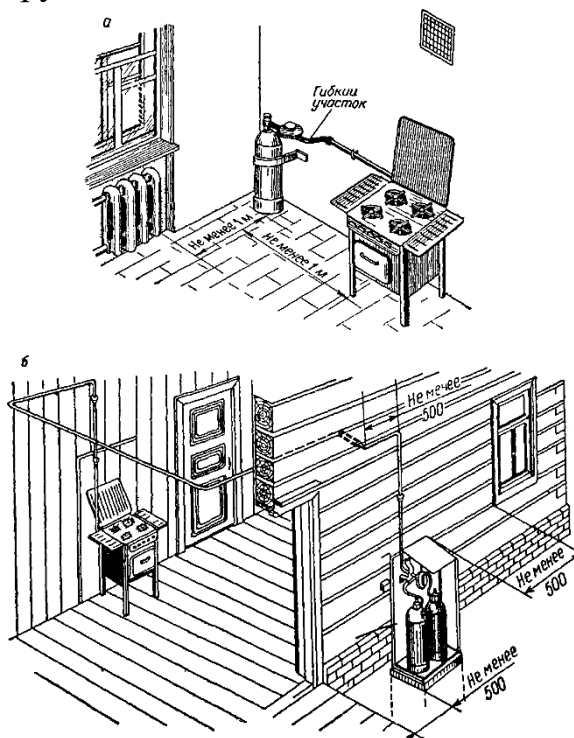


Рис. 17.7. Индивидуальные однобаллонная (а) и двухбаллонная (б) установки

На корпусе баллона или на закрепленной металлической пластине должны быть выбиты: марка и клеймо ОТК завода-изготовителя; тип и номер баллона; масса его с точностью до 0.2 кг; даты изготовления, испытания и очередного освидетельствования; рабочее и пробное гидравлическое давление; фактическая емкость баллона с точностью до 0.2 л. Окрашивается баллон в красный цвет и имеет надпись «пропан-бутан»

В горловины баллонов емкостью 5, 12 и 27 л устанавливают самозакрывающиеся клапаны типа КБ-1 (рис. 17.9, б). Запирающий клапан 7 прижат к гнезду пружинной 8 и давлением газа. Для открытия клапана снимается защитный колпачок 6 и на его место устанавливается регулятор, шток которого отжимает клапан вниз, фиксируя его открытое положение. На баллонах емкостью 50 и 80 л устанавливают угловые вентили типа ВБ-1 (см. рис. 17.9, а). При вращении маховика 5 по часовой стрелке шпindel 4 прижимает клапан 1 к гнезду, а при вращении маховика в противоположную сторону клапан пружинной 2 и давлением газа отжимается вверх, занимая открытое положение. Упругая металлическая мембрана 3 обеспечивает герметичность головки вентиля при открытом клапане.

Для снижения давления газа в индивидуальных газобаллонных установках применяют малогабаритные регуляторы давления (редукторы) типов РДГ, РДК, РДСГ

(«Балтика-1»). Регулятор РДГ (рис. 17.10) применяется для однобаллонных и двухбаллонных установок с баллонами, оснащенными угловыми вентилями ВБ-1.

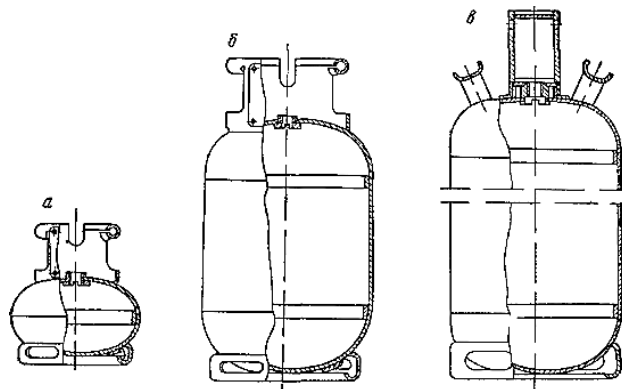


Рис. 17.8. Новые типы баллонов для сжиженного газа емкостью 5 (а), 12 и 27 (б), 50 и 80 л (в)

Регулятор может крепиться непосредственно на штуцере вентиля, а к горелкам прибора газ подается через штуцер по шлангу. Регулятор РДК (рис. 17.11) применяется для двухбаллонных шкафных установок. Он крепится к задней стенке шкафа и соединяется с вентилями баллонов при помощи тройника и двух латунных или медных трубок с накидными гайками. Регулятор РДК в отличие от регуляторов РДГ имеет предохранительный клапан для сброса в атмосферу избытка газа при недопустимом превышении выходного давления. Поэтому он обычно применяется для наружных баллонов. Регуляторы типов РДГ и РДК являются регуляторами прямого действия. На их мембрану снизу воздействует выходное давление газа, а сверху - усилие регулируемой пружины. При отклонениях выходного давления от номинальной величины мембрана перемещается вверх или вниз и посредством рычажной системы увеличивает или уменьшает степень открытия клапана.

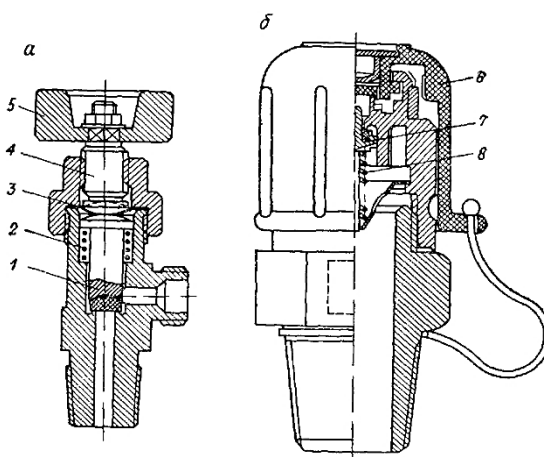


Рис. 17.9. Вентили баллонные ВБ-1 (а) и самозакрывающийся КБ-1 (б)

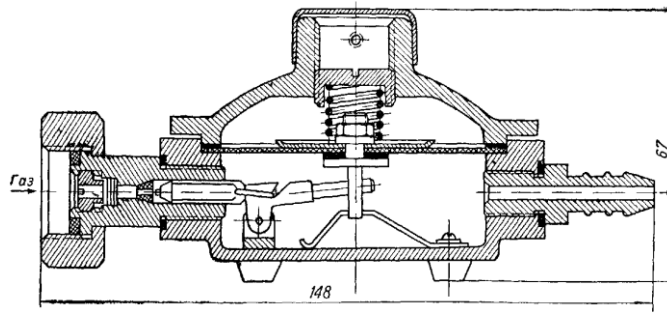


Рис. 17.10. Регулятор низкого давления типа РДГ-6

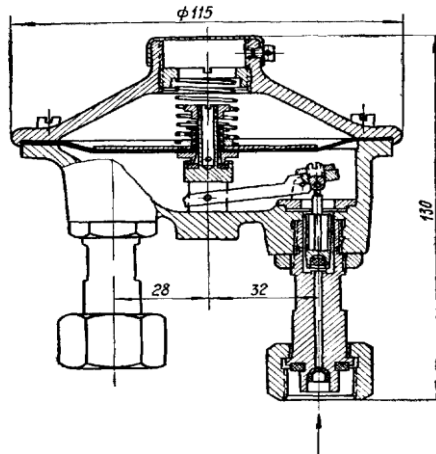


Рис. 17.11. Регулятор низкого давления типа РДК

Регулятор давления «Балтика-1» (рис. 17.12) предназначен для баллонов, имеющих самозапирающиеся клапаны КБ-1 или КБ-2. В комплекте с указанным клапаном регулятор обеспечивает двухступенчатое редуцирование газа. Первая ступень редуцирования, осуществляемая клапаном 16, обеспечивает снижение начального давления газа до  $0.4 - 1.2 \text{ кгс/см}^2$ , вторая, осуществляемая клапаном 7, обеспечивает выходное давление газа  $300 \pm 30 \text{ мм вод. ст.}$

Корпус регулятора 6 надевается на головку запорно-регулирующего клапана и закрепляется на ней шариковым замком, имеющим три фиксирующих шарика 17. Герметичность соединения обеспечивается уплотнительным кольцом 5.

В работу регулятор включают поворотом рукоятки (флажка) 11. При этом штоки 10 и 15 опускаются вниз и, воздействуя на верхний конец шпинделя 2, открывают клапан 16. Газ из баллона через отверстие седла клапана 4 поступает под малую мембрану 14. Как только давление под мембраной превысит усилие пружины 13, мембрана вместе со штоком 15 переместится вверх. В результате регулирующей клапан 16 под воздействием пружины 3 закроется настолько, что количество газа, поступающего из баллона в камеру, под мембраной 14 будет равно количеству газа, вытекающему из этой камеры через седло клапана 7 в камеру под большой мембраной 12.

Из рабочей камеры второй ступени редуцирования газ через выходной штуцер по шлангу поступает к газовому прибору. С уменьшением или прекращением расхода газа давление его в рабочей камере возрастает. Как только это давление газа, воздействующее на мембрану 12, превысит давление пружины 9, мембрана начнет перемещаться вверх и посредством штока 10 и упругого рычага 8 прижмет клапан 7 к гнезду,

уменьшив или прекратив полностью подачу газа в рабочую камеру и на выход из регулятора. При увеличении расхода газа мембранно-клапанная система регулятора обеспечивает соответственное увеличение подачи газа. За счет двухступенчатого редуцирования газа в регуляторе «Балтика-1» значительно снижена степень неравномерности регулирования и исключены явления обмерзания клапанов.

Технические характеристики рассмотренных регуляторов давления приведены в таблице 17.1.

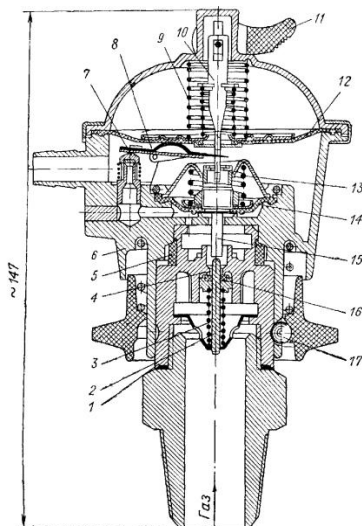


Рис. 17.12. Регулятор давления «Балтика-1» в комплекте с самозапирающимся клапаном КБ

Газовые приборы для сжиженного газа используют те же, что и для природного сетевого газа, но для сохранения неизменной тепловой нагрузки диаметры сопел их горелок уменьшены (таблица 17.2), а давление газа перед горелками повышено.

Таблица 17.1: техническая характеристика регуляторов давления

Показатели	РДГ-6	РДГ-8	РДК-00	«Балтика»
Максимальное давление перед регулятором, кгс/см <sup>2</sup> . . . . .	200—360	200—360	160—500	300±30
Конечное давление, мм вод. ст. . . . .	200—360	200—360	160—500	300±30
Пропускная способность при ρ = 2,2 кг/м <sup>3</sup> . . . . .	0,9	1,5	1,5	1,0
Диаметр отверстия седла клапана, мм	1,6	2	—	—
Масса, кг . . . . .	0,9	1,72	—	0,32 (без клапана КБ)

Таблица 17.2: диаметры сопел горелок, мм



Газовый прибор	Природный газ, 8500 ккал/м <sup>3</sup> , P <sub>ном</sub> = 130 кгс/м <sup>2</sup>	Сжиженный газ 22 000 ккал/м <sup>3</sup> , P <sub>ном</sub> = = 250 кгс/м <sup>2</sup>
Унифицированная плита:		
конфорка . . . . .	1,2	0,75
духовой шкаф . . . . .	1,7—1,8	1,0—1,1
Водонагреватели:		
КГИ-56 . . . . .	4,0	3,0
АГВ-80М . . . . .	2,1	1,4
АГВ-120М . . . . .	2,9	2,0
КНД-8М . . . . .	4,3	2,8

Газопроводы газобаллонных установок монтируют из стальных бесшовных труб. В однобаллонных установках их прокладывают на высоте 0.7 м от пола (на уровне рампы газовой плиты) с уклоном в сторону баллона, а в двухбаллонных установках наружные газопроводы прокладывают обычно на высоте 2.5 м от поверхности земли и выше. В обоих случаях газопроводы не должны пересекать оконные и дверные проемы.

Для присоединения газовых приборов, размещенных в помещениях, допускается применение резиноканевых рукавов, изготовленных по ГОСТ 18698 - 73 типа Б на  $p_u = 10$  кгс/см<sup>2</sup> или по ГОСТ 9356 - 60\* типа П на  $p_u = 6$  кгс/см<sup>2</sup>. Рукав в жилых домах должен выполняться из одного куска длиной не более 10 м, а в производственных помещениях не более чем из трех кусков общей длиной не более 30 м. Рукава прокладываются без пересечения стен, окон и дверей и крепятся к стенам, приборам и стальным газопроводам с помощью стальных хомутов, обеспечивающих герметичность присоединения.

Для удобства присоединения баллонов к закрепленным регуляторам применяются гибкие соединительные участки из указанных выше резиноканевых рукавов или отоженных медных трубок. При установке регулятора непосредственно на баллоне гибкий участок делается между штуцером регулятора и закрепленным стальным газопроводом.

Помещения, где размещаются баллоны и газовые приборы, должны соответствовать Нормативным документам и «Правилам безопасности в газовом хозяйстве». Не разрешается устанавливать баллоны в помещениях, из которых имеются спуски в подвалы и погреба. Исключение составляют баллоны, оснащенные самоуплотняющимися клапанами КБ-1 или КБ-2 и регуляторами «Балтика-1», которые разрешается устанавливать в одноэтажных зданиях, расположенных над подвалами и погребями, при условии тщательного уплотнения полов этих помещений и крышек люков для спуска в подвал или погреб.

Баллоны в помещении устанавливаются и крепятся скобами к стене в удобном для осмотра месте не ближе 0.5 м от газовой плиты и 1 м от радиатора отопления или печи. Не допускается размещение баллонов против топочных дверок печей, если расстояние между ними менее 2 м. При двухбаллонных установках шкафы с баллонами

устанавливают вне помещения на фундаменте высотой не менее 20 см преимущественно с теневой стороны здания на расстоянии не менее 0.5 м от дверей и окон первого этажа и не менее 3 м от дверей и окон цокольных и подвальных помещений, колодцев, погребов и др. Не допускается размещать индивидуальные газобаллонные установки у выходов из лестничных клеток, у пожарных выходов из помещений, со стороны главных фасадов зданий, в проездах с интенсивным движением транспорта.

Для монтажа газобаллонной установки вместо проекта обычно выполняют ее эскиз с точными привязками в соответствии с вышеизложенными требованиями. При этом следует иметь в виду, что стандартный баллон емкостью 55 л при установке внутри помещения обеспечивает нормальную одновременную работу четырехконфорочной газовой плиты и емкостного водонагревателя и разновременную работу той же плиты и проточного водонагревателя. Тот же баллон, установленный снаружи здания в шкафу, может обеспечить в зимнее время нормальную периодическую работу четырехконфорочной плиты или водонагревателя с тепловой нагрузкой до 10000 - 10100 ккал/ч. При этом сжиженный газ в баллоне должен соответствовать техническому пропану.

### **17.3.2. Групповые газобаллонные установки**

Групповые газобаллонные установки, состоящие из нескольких баллонов (более двух), применяют для газоснабжения многоквартирных жилых домов, а также для коммунальных и промышленных объектов с соответствующими расходами газа до 4 - 5 и 6 - 7 м<sup>3</sup>/ч. Групповая газобаллонная установка (рис. 17.13) состоит из четного числа баллонов емкостью 50 или 80 л, подключенных с помощью медных трубок к общему коллектору (рампе). На отводе от коллектора к потребителям установлены запорная арматура, регулятор давления РД-32М, предохранительно-запорный клапан типа ПЗК и кран со штуцером для замера давления.

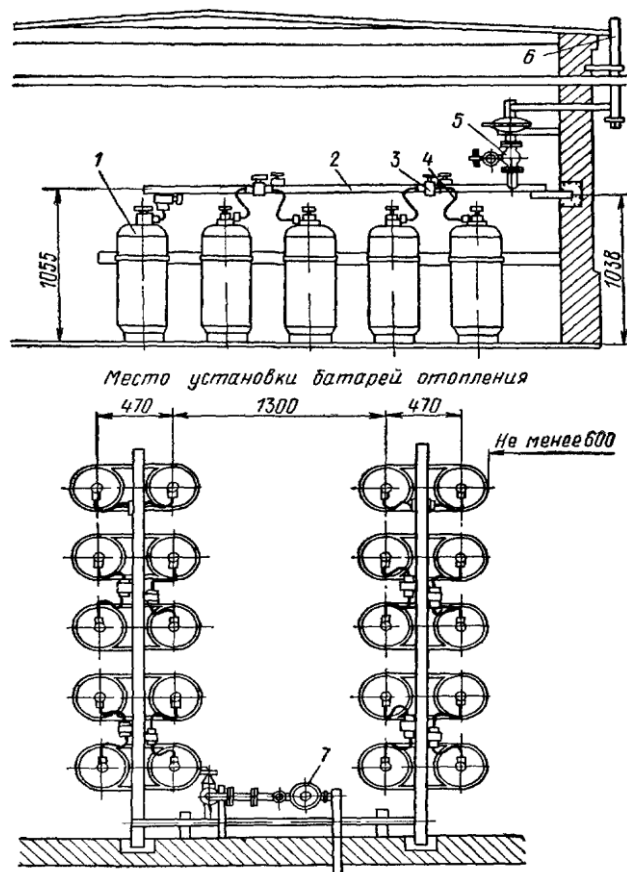


Рис. 17.13. Групповая установка 20 баллонов в закрытом помещении: 1 - баллон; 2 - рампа; 3 - вентиль; 4 - соединительная трубка; 5 - отключающее устройство; 6 - выходной газопровод; 7 - регулятор РД-32М

Установка размещается в металлическом шкафу, монтируемом (для газоснабжения жилых домов) при общем объеме баллонов до 600 л у глухой несгораемой стены здания, а при объеме баллонов свыше 600 до 1000 л на расстояниях 8 - 15 м от зданий в зависимости от степени их огнестойкости. В последнем случае установку ограждают забором из несгораемых материалов высотой не менее 1.2 м и в пределах ограждения размещают ящик с песком и лопатой.

Для бесперебойности газоснабжения у большого жилого дома допускается размещать до трех газобаллонных установок с расстояниями между ними не менее 15 м. Располагаются установки в местах, имеющих удобный подъезд для автотранспорта. Газопровод от отдельно стоящей установки к дому прокладывается обычно подземным способом на глубине 0.8 м. При надземной прокладке газопровод целесообразно утеплять, особенно в районах с низкой температурой воздуха. Для обеспечения естественной регазификации сжиженных газов в зимних условиях допускается размещать групповые газобаллонные установки в специальном отапливаемом здании или в пристройке к глухой стене здания. Строения и пристройки должны отвечать таким же требованиям, какие предъявляются к помещениям ГРП, но вентиляция (естественная или искусственная) должна обеспечивать не менее пятикратного воздухообмена в час с удалением воздуха из нижней и верхней зон помещения. Температура в помещениях не должна превышать 25° С.

Монтаж групповых газобаллонных установок осуществляют по типовым проектам. Перед привязкой типового проекта определяют расход газа и соответствующее число баллонов в установке. Требуемое количество рабочих баллонов в групповой баллонной установке, предназначенной для газоснабжения жилых зданий:

$$N = nqk_0 / (Q_n V), \quad (17.1)$$

Здесь  $n$  - число газоснабжаемых квартир;  $q$  - номинальная тепловая нагрузка газовых приборов одной квартиры, ккал/ч;  $k_0$  - коэффициент одновременности;  $Q_n$  - низшая теплота сгорания газа, ккал/м<sup>3</sup>;  $V$  - расчетная производительность по газу одного баллона, м<sup>3</sup>/ч.

Расчетную производительность одного баллона емкостью 50 - 55 л при периодическом отборе газа в зимнее время в средней полосе СССР можно принимать в пределах 0.2 — 0.3 м<sup>3</sup>/ч. В утепленных газобаллонных установках производительность баллонов выше. Для бесперебойности газоснабжения обычно предусматривают установку резервных баллонов, количество которых принимают равным количеству рабочих. Требуемое количество рабочих баллонов в групповых баллонных установках коммунальных и промышленных предприятий и на сельскохозяйственных объектах определяется суммой номинальных тепловых нагрузок агрегатов, установленных на предприятии или объекте, с учетом конкретных условий одновременности их работы.

Суммарный объем баллонов таких установок, как отмечалось выше, должен быть не более 1000 при размещении у стены здания и не более 1500 л при отдельном размещении.

#### 17.4. Групповые резервуарные установки

Групповые резервуарные установки, состоящие из двух и более резервуаров, применяют для снабжения сжиженным газом многоэтажных жилых домов, общественных зданий, коммунальных, промышленных и сельскохозяйственных предприятий. Резервуарные установки могут состоять из подземных или наземных емкостей. Последние применяют ограниченно, только для газоснабжения промышленных и сельскохозяйственных объектов. Для жилых домов используют групповые установки с подземными резервуарами общим геометрическим объемом до 50 м<sup>3</sup>. В отдельных случаях в районах, где доставка сжиженных газов ограничена сезонными условиями, геометрический объем установки при подземном расположении резервуаров может быть увеличен до 300 м<sup>3</sup>.

В комплект групповой резервуарной установки (рис. 17.14) входят: резервуары 2, трубопроводы 1, 3 и 7 обвязки резервуаров и не менее двух арматурных головок 5. Размещают резервуарные установки на свободных от застройки площадях с удобными подъездами для автоцистерн и ограждают продуваемыми оградами 6 из несгораемых материалов. В пределах каждой установки должны иметься огнетушители, песок и лопата.

Минимальные расстояния от подземных резервуаров до зданий и строений в зависимости от общего геометрического объема резервуаров и характеристики зданий принимают в пределах от 8 до 50 м. Расстояния от резервуаров до подземных коммуникаций (водопровода, теплотрассы и др.) принимают от 2 до 5 м. Над резервуарами не должны проходить воздушные линии электрических, телефонных и радиотрансляционных сетей.

В групповых установках обычно применяют стальные резервуары объемом 2.5 и 5 и реже 10 м<sup>3</sup>. Покрытые усиленной или весьма усиленной противокоррозионной изоляцией, подземные резервуары устанавливают на фундаментах на глубине, допускаемой их конструкцией, но не менее 0.6 м от поверхности земли до верхней образующей резервуара, а в районах без промерзания грунта до 0.2 м. В условиях пучинистых грунтов материковый грунт заменяют песчаным на всю глубину промерзания. При высоком уровне грунтовых вод во избежание всплытия резервуары крепят к фундаментам анкерными связями. Расстояние между отдельными подземными резервуарами принимают с учетом обеспечения теплопритока из грунта и удобства вскрытия резервуаров для освидетельствования и ремонта, но не менее 1 м.

Все резервуары групповой установки комплектуют в секции по два резервуара в каждой. При двух резервуарах секцию представляет один резервуар. При трех, пяти и другом нечетном числе резервуаров одну из секций также представляет один резервуар. На каждую секцию устанавливается одна надземная арматурная головка 5, размещенная на фланце горловины резервуара в защитном кожухе (см. рис. 17.14). Трубопроводами 1 жидкой фазы резервуары секций объединены между собой, а паровыми 3 присоединены к общему коллектору с возможностью отключения любой из секций для ремонта без нарушения газоснабжения.

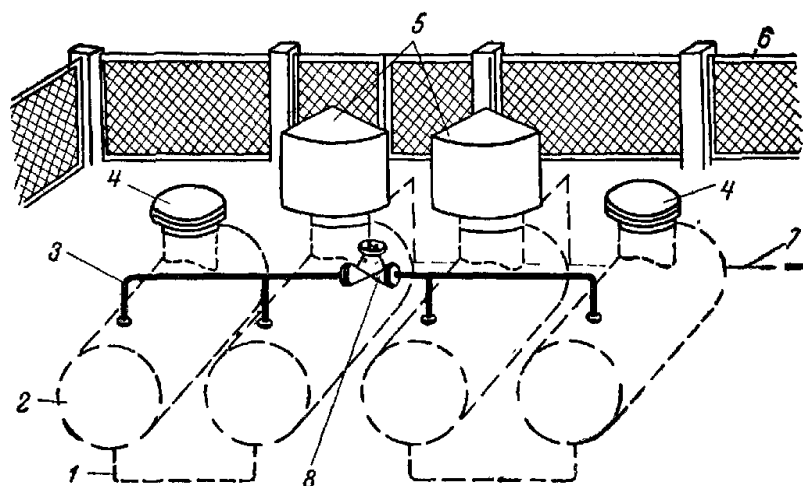


Рис. 17.14. Групповая резервуарная установка: 1 - трубопровод жидкой фазы; 2 - резервуар; 3 - трубопровод паровой фазы; 4 - заглушка; 5 - защитный кожух арматурной головки; 6 - ограда; 7 - газопровод к потребителю; 8 — вентиль

Над подземными трубопроводами жидкой фазы устанавливают контрольные трубки с выводом их на высоту не менее 1 м над поверхностью земли.

На рис. 17.15 показан подземный резервуар. Он представляет собой стальной сварной цилиндрический сосуд с эллиптическими днищами, рассчитанный на рабочее давление 10 кгс/см<sup>2</sup>. Сверху резервуара в правой части приварена горловина с фланцем для закрепления арматурной головки.

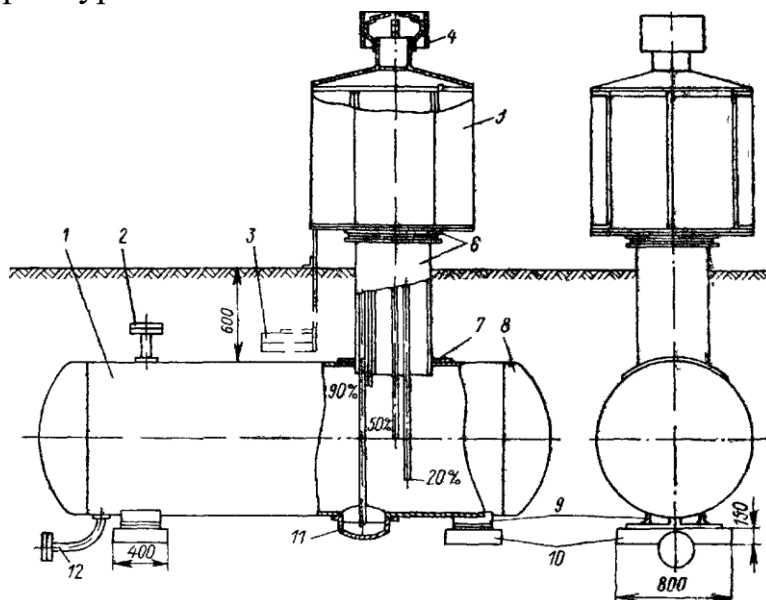


Рис. 17.15. Подземный резервуар для хранения сжиженного газа: 1 - цилиндрическая часть; 2 - патрубок паровой фазы; 3 - опорные плиты для крепления защитного кожуха; 4 - дефлектор; 5 - защитный кожух; 6 - горловина; 7 - воротник для усиления сварного шва; 8 - сферическое днище; 9 - опоры; 10 - фундамент; 11 - отстойник; 12 - патрубок жидкой фазы

На рис. 17.16 показана арматурная головка для работы без испарителя, смонтированная на крышке 11 горловины резервуара. Заполняют резервуар сжиженным газом из автоцистерны по резиноканевому шлангу, присоединяемому к дополнительному патрубку 4 с запорным вентилем. Давление в паровых пространствах автоцистерны и резервуара выравнивается также по шлангу, присоединяемому к патрубку паровой фазы 2 с запорным вентилем 1. Уровень заполнения резервуара контролируется уровнемерными трубками 14 с угловыми вентилями. Нижние открытые концы трубок размещены на уровнях 10, 50 и 85% заполнения резервуара.

Поочередно открывая вентили на трубках, по появлению жидкой фазы судят о степени заполнения резервуара; когда она достигнет 85%, наполнение прекращают, а сжиженный газ из дополнительного шланга автоцистерны сбрасывают по трубе 6 в расходный газопровод. Через дренажный патрубок 3 удаляют остатки газа при полном опорожнении резервуара.

Давление газа в резервуаре контролируется манометром 12. При недопустимом завышении этого давления пружинный предохранительный клапан 13 стравливает часть газа в атмосферу. Пары сжиженного газа из резервуара выходят через стояк с

запорным вентиляем и далее поступают через нормально открытый предохранительно-запорный клапан 10 типа ППК-40М к регулятору 8 типа РД-32М. После регулятора газ через коллектор 7 поступает в расходный газопровод. Выходное давление газа измеряется жидкостным манометром, присоединяемым к лабораторному крану 9 на коллекторе 7. В этот же коллектор врезаны импульсные трубки предохранительно-запорного клапана и регулятора давления. При работе резервуара с испарителем регулятор давления размещают не в арматурной головке, а за испарителем, так как к испарителю из резервуара поступает жидкая фаза газа.

Трубопроводы паровой фазы сжиженного газа от подземных резервуарных установок до жилых и общественных зданий прокладываются подземно по нормам прокладки газопроводов сетевого газа. Отключающие устройства на них (задвижки, краны) размещают в колодцах глубиной не более 0.6 м или над землей под металлическими кожухами. При подключении к групповой установке одного здания отключающее устройство на газопроводе может не устанавливаться. Монтаж резервуарных установок осуществляют по проектам, разрабатываемым в полном объеме.

Расчетную часовую нагрузку на установку (по газу) для промышленных, коммунальных и сельскохозяйственных объектов можно принимать по тепловой мощности установленных газопотребляющих агрегатов с учетом коэффициента одновременности их работы.

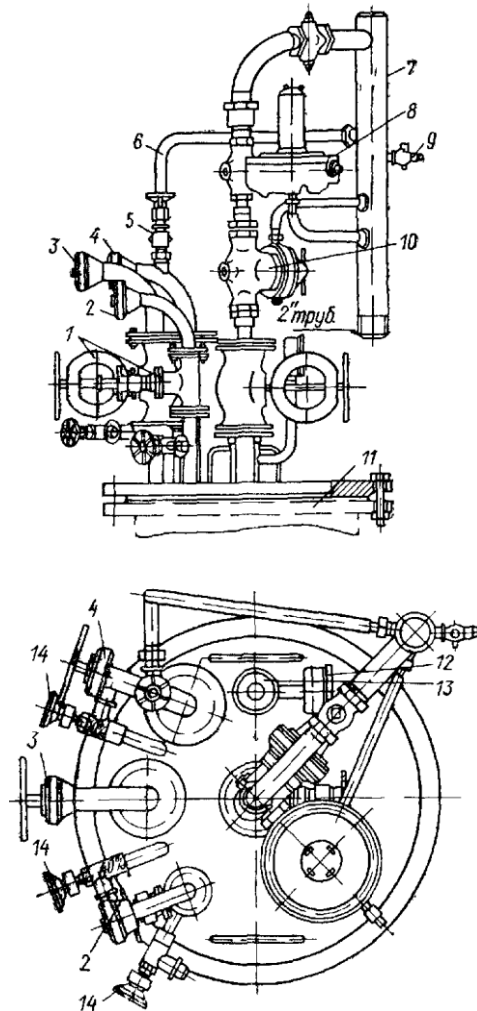


Рис. 17.16. Головка подземного резервуара

При использовании газа для бытовых нужд в жилых домах (приготовление пищи и горячей воды) часовую нагрузку на резервуары определяют исходя из максимального суточного газопотребления, приведенного к среднечасовому расходу газа за 24 ч. В этом случае нагрузка, м<sup>3</sup>/ч:

$$q_p = nk_n q_{год} / (Q_n \cdot 365 \cdot 24), \quad (17.2)$$

Здесь  $n$  - число жителей, пользующихся газом;  $k_n$  - коэффициент суточной неравномерности за год (при наличии газовых плит  $k_n = 1.4$ , при наличии газовых плит и газовых водонагревателей  $k_n = 2.0$ );  $q_{год}$  - расход газа, ккал/(чел·год).

Количество резервуаров в установке определяется как частное от деления  $q_p$  на производительность, м<sup>3</sup>/ч, выбранного резервуара:

$$N = q_p / V_{рез}. \quad (17.3)$$

Производительность подземного резервуара, характеризующаяся количеством испаряющейся жидкости за счет тепла окружающего грунта, зависит от смоченной поверхности резервуара, температуры и теплопроводности грунта, вида и толщины противокоррозионной изоляции и химического состава жидкости. Закономерность влияния этих переменных факторов аналитически определить невозможно, так как процесс теплообмена между грунтом и жидкостью является нестационарным. Объяс-



няется это прежде всего изменением температурного поля грунта, окружающего резервуар, в зависимости от характеристики грунта, колебаний температуры наружного воздуха, продолжительности и режима отбора газа и других факторов.

На рис. 17.17 приведена совмещенная номограмма для применяемых в настоящее время стальных резервуаров с геометрическим объемом 2.5 и 5.0 м<sup>3</sup>. Минимально допустимое абсолютное давление газа в резервуаре принимают равным 1.4 кгс/см<sup>2</sup> (точка А, избыточное давление газа 0.4 кгс/см<sup>2</sup>), а остаточное содержание пропана в жидкой фазе - 60% (точка Б). От точки Б опускают вертикаль до пересечения с прямой, соответствующей температуре грунта на уровне оси резервуара (точка В). Горизонталь ВГ ведут до пересечения с линией теплопроводности грунта. Линию ГД проводят параллельно вспомогательным наклонным линиям до пересечения с осью координат (точка Д). Вертикаль ДЕ ведут до одной из пяти наклонных линий в левом верхнем квадранте, определяющих объем и заполнение резервуара. В итоге находят (точка Ж) производительность одиночного подземного резервуара. Температуру грунта на глубине расположения оси резервуара для зимнего и весеннего (расчетного) периода эксплуатации принимают по климатическим справочникам. Коэффициент теплопроводности мерзлого грунта (суглинок, песок) средней влажности равен 2 — 2.5 ккал/(м·ч·°С).

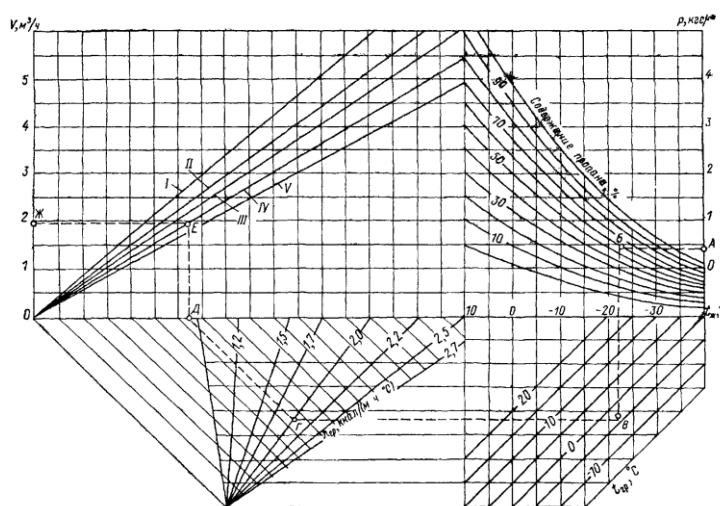


Рис. 17.17. Номограмма для определения производительности подземного резервуара сжиженного газа объемом 2.5 и 5 м<sup>3</sup>: I - резервуар объемом 5 м<sup>3</sup>, заполнение 85%; II - резервуар объемом 2.5 м<sup>3</sup>, заполнение 85%; III - резервуар объемом 5 м<sup>3</sup>, заполнение 50%; IV - резервуар объемом 5 м<sup>3</sup>, заполнение 35% и резервуар объемом 2.5 м<sup>3</sup>, заполнение 50%; V - резервуар объемом 2.5 м<sup>3</sup>, заполнение 35%.

## ТЕМА 18 БЫТОВЫЕ ГАЗОВЫЕ ПРИБОРЫ

К бытовым газовым приборам относят **газовые плиты, водонагреватели, газогорелочные устройства отопительных печей и др.** Наиболее распространенными из них являются газовые плиты и водонагреватели. Одно из основных требований к бытовым газовым приборам - обеспечение полноты сгорания газа и устойчивой работы горелок. При номинальной тепловой нагрузке прибора содержание окиси углерода в продуктах сгорания газовых плит не должно превышать 0,02, в отводимых в дымоход продуктах сгорания водонагревателей - 0,05%.

### 18.1. Газовые плиты

Газовые плиты согласно имеют классификацию: высший класс «а», высший класс «б», первый класс «а», первый класс «б». Плиты высшего класса оснащаются автоматическими устройствами для зажигания и отключения горелок и для регулирования температуры духового шкафа.

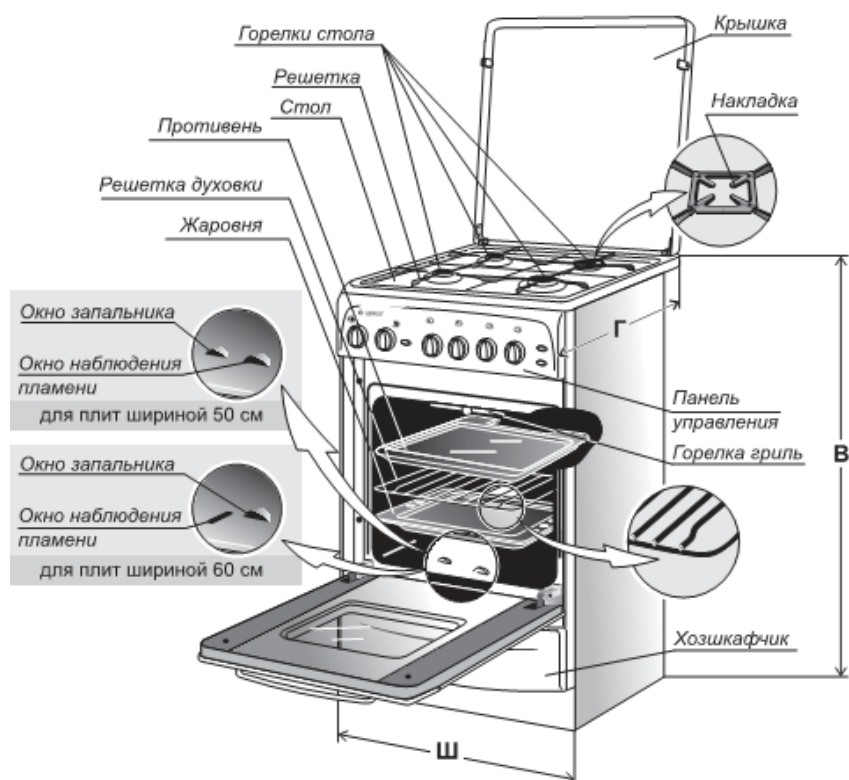


Рис.18.1. Схема бытовой газовой плиты.

Основными частями унифицированной газовой плиты (рис. 18.1) являются:

- корпус с духовым и сушильным шкафами, выполненный из штампованной листовой стали, покрытой защитно-декоративным слоем керамической эмали;
- газопроводы из оцинкованных стальных труб диаметром 1/2" (для коллектора плиты) и 10 - 14 мм (для горелочных патрубков);
- латунные пробковые краны с фиксатором положения «закрыто»;

- инжекционные конфорочные горелки вертикального типа, размещенные на закрытом столе-поддоне, и инжекционная горелка духового шкафа П-образной формы.

## 18.2. Газовые водонагреватели

Газовые водонагреватели бывают проточного и емкостного типов. В первых вода нагревается при протекании по змеевику и используется для горячего водоснабжения, во вторых вода нагревается в баке и может быть использована для горячего водоснабжения и местного водяного отопления.

Газовый проточный водонагреватель является быстродействующим водонагревателем с многоточечным разбором горячей воды. Он имеет следующие основные узлы (рис. 18.2): блок-кран, газогорелочное устройство, теплообменник, стабилизатор тяги, кожух со съемной крышкой и водоразборное устройство.

Блок-кран, состоящий из газовой и водяной частей, служит для подачи газа на запальник и основную газовую горелку. Рукоятки их кранов сблокированы для обеспечения последовательного включения сначала запальника, затем основной горелки. Теплообменник состоит из огневой камеры, пластинчатого калорифера и латунного трубчатого змеевика. Для увеличения к. п. д. прибора трубки змеевика пронизывают пластинчатый калорифер. Водонагреватель заключен в кожух из листовой стали, покрытой силикатной эмалью. Над кожухом размещены тягопрерыватель и отражатель на случай обратной тяги.

При увеличении разрежения возрастает подсос воздуха через тягопрерыватель, увеличивая объем продуктов сгорания и уменьшая их температуру, что приводит к уменьшению разрежения и предотвращению отрыва пламени от горелки. Отражатель защищает пламя горелок от задувания потоком воздуха и продуктов сгорания в случаях обратной тяги.

Пламя зажженного запальника нагревает биметаллическую пластину. Вследствие неодинакового коэффициента температурного расширения металлов, из которых спрессована пластина, верхний свободный конец ее изгибается вниз и через тягу-шток открывает клапан безопасности для пропуска газа на основную горелку. При открытом положении крана основной горелки газовый клапан, соединенный штоком с мембраной, открывается только при разборе горячей воды, когда создается разность давлений в под- и надмембранном пространствах блок-крана, сообщающихся с входным и выходным участками водопровода.

Поступающий при этом в основную горелку газ воспламеняется пламенем запальника. При закрытии крана разбора горячей воды выравнивается давление в под- и надмембранном пространствах и пружина возвращает газовый клапан в закрытое положение, перекрывая доступ газа к основной горелке. В случае затухания пламени за-

пальника охлаждающаяся биметаллическая пластина выпрямляется и через тягу-шток закрывает клапан безопасности, прекращая поступление газа на основную горелку.

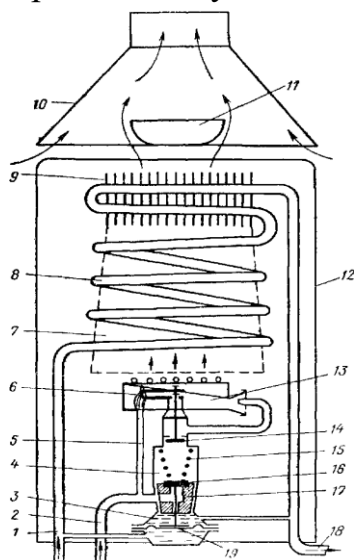


Рис. 18.2. Принципиальная схема водонагревателя: 1 - вход воды; 2 - вход газа; 3 - водяная часть блок-крана; 4 - газовая часть блок-крана; 5 - запальник; 6 - биметаллическая пластина; 7 - огневая камера; 8 - змеевик; 9 - калорифер; 10 - тягопрерыватель; 11 - отражатель обратной тяги; 12 - кожух; 13 - горелка; 14 - клапан безопасности; 15 - пружина; 16 - газовый клапан; 17 - кран горелки; 18 - выход воды; 19 — мембрана

Автоматический водонагреватель (рис. 18.3) - аппарат емкостного типа. Основными частями его являются: теплоизоляционный кожух, бак для воды, жаровая труба с удлинителем потока продуктов сгорания, стабилизатор тяги, инжекционная газовая горелка и приборы автоматики - электромагнитный клапан в комплекте с термопарой и запальником и терморегулятор.

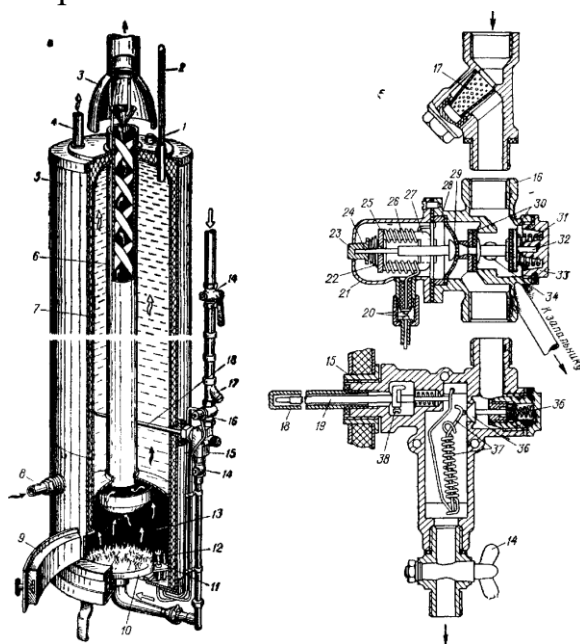


Рис. 18.3. Водонагреватель емкостного типа и узлы автоматики (б): 1 - предохранительный клапан; 2 - термометр; 3 - тягопрерыватель; 4 - выход горячей воды;

5 - кожух, 6 - жаровая труба; 7 - бак; 8 - вход холодной воды; 9 - дверка топki; 10 - горелка; 11 - запальник; 12 - термopара; 13 - топка; 14 - кран; 15 - терморегулятор, 16 - электромагнитный клапан; 17 - сетчатый фильтр; 18 - латунная трубка; 19 - инварный стержень; 20 - контакты термopары; 21 - крышка; 22, 35 - пружины; 23 — кнопка; 24 - шток; 25 - якорь; 26 - обмотка; 27 — электромагнит; 28 - уплотнительное кольцо; 29 - мембрана; 30 - клапан; 32 - пружина клапана; 32 - шток клапана; 33 - пробка; 34 - отверстие на запальник; 36 - клапан; 37 - рычаг; 38 - регулятор настройки

Холодная вода под давлением водопроводной сети (до 6 кгс/см<sup>2</sup>) поступает в нижнюю часть бака, а отводится к точкам водоразбора через штуцер в верхней крышке бака. Газ в горелку проходит через отключающий кран, фильтр, электромагнитный клапан, клапан терморегулятора и рабочий кран. Продукты сгорания из топki поступают в жаровую трубу, через стенки которой отдают тепло воде, и, охладившись в ней до 180 - 200° С, через колпак тягопрерывателя отводятся в дымоход. Для улучшения условий теплоотдачи в жаровой трубе размещен удлинитель пути уходящих газов.

Двухтарельчатый электромагнитный клапан 16 пропускает газ в основную горелку только при зажженном запальнике. Он может находиться в нерабочем, пусковом и рабочем положениях. В нерабочем (крайнем левом) положении под действием пружины 31 клапан полностью закрыт. Нажатием на кнопку 23 клапан переводится в пусковое (крайнее правое) положение, при котором газ поступает только на запальник. При поджигании газа пламя запальника нагревает термopару 12 и образующийся при этом электрический ток по проводнику поступает в обмотку электромагнита 26. Якорь 25 электромагнита, сидящий на штоке клапана, притягивается к электромагниту и после отпущения кнопки удерживает двухтарельчатый клапан в среднем рабочем положении, обеспечивающем подачу газа к запальнику и горелке. В случае затухания запальника термopара остывает, э.д.с. в ней исчезает, обесточенный электромагнит отпускает якорь и двухтарельчатый клапан под действием пружины возвращается в нерабочее положение, прекращая подачу газа на горелку.

Терморегулятор 15, автоматически открывая или прекращая подачу газа в горелку, поддерживает заданную температуру горячей воды в баке. При нагреве воды до заданной температуры латунная трубка 18 терморегулятора удлиняется и оттягивает ввернутый в нее инварный (сплав никеля и железа) стержень от перекидного рычага 37. Рычаг усилием находящейся на нем пружины перемещается в левое положение и освобождает клапан 36, который под действием пружины 35 закрывается, прекращая подачу газа на горелку. Горелка погасает, а запальник остается гореть, так как газ к нему поступает по самостоятельной трубке.

При охлаждении воды в баке латунная трубка терморегулятора укорачивается и давит инварным стержнем на рычаг терморегулятора. Рычаг перекидывается в правое положение и открывает клапан терморегулятора для возобновления подачи газа на го-

релку. Ввертыванием и вывертыванием инварного стержня по резьбе с помощью рычага 37 можно настроить терморегулятор на поддержание температуры воды в баке от 40 до 90° С.

На верхней крышке бака расположен пластинчатый предохранительный клапан 1, предупреждающий повреждение бака в случаях перегрева воды при неисправной работе терморегулятора. Пластина клапана, сделанная из медной фольги, имеет в середине отверстие, запаянное легкоплавким сплавом Вуда, который плавится при 105° С.

Водонагреватель может быть использован для приготовления горячей воды на хозяйственные и санитарные нужды и для систем водяного отопления помещений площадью до 50 м<sup>2</sup>.

## ТЕМА 19 ОТВОД ПРОДУКТОВ СГОРАНИЯ

По способу удаления продуктов сгорания бытовые газовые приборы подразделяют на две группы:

- работающие с выбросом продуктов сгорания в помещение, где они установлены
- с отводом продуктов сгорания в дымоход.

К первой группе относятся все бытовые газовые плиты, бытовые газовые холодильники и проточные газовые водонагреватели с тепловой нагрузкой до 8000 ккал/ч. Ко второй группе относятся проточные водонагреватели с тепловой нагрузкой более 8000 ккал/ч, емкостные водонагреватели, газовые котлы, газовые варочные котлы, кипятильники, автоклавы и др.

Присоединяются приборы к дымоходу с помощью труб из кровельной стали, прокладываемых по нежилым помещениям. Диаметр соединительных труб должен быть не меньше, чем у патрубка прибора. При тепловой нагрузке прибора до 10 Мкал/ч его принимают 95 - 125, при нагрузке 20 - 25 Мкал/ч - 120 - 150 мм. Высота вертикального участка соединительной трубы от низа дымоотводящего патрубка прибора до оси горизонтального участка трубы должна быть не менее 0,5 м. В помещениях высотой до 2,7 м допускается уменьшение длины вертикального участка для приборов с прерывателем тяги до 0,25, без прерывателя тяги - 0,15 м. Протяженность соединительных труб должна быть минимальной, так как сопротивление труб и охлаждение газов в них уменьшают разрежение в дымоходе. Поэтому суммарная длина горизонтальных участков не должна превышать 3 м в вновь строящихся и 6 м в существующих домах. При этом число поворотов соединительных труб должно быть не более трех с радиусом закругления не менее диаметра трубы. По тем же соображениям соединительные трубы, прокладываемые через неотапливаемые помещения, утепляют.

При включении газового прибора в соединительных трубах может образоваться конденсат влаги, содержащейся в продуктах сгорания, поэтому их прокладывают с уклоном не менее 0,01 в сторону прибора. Звенья соединительных труб плотно, без зазоров, вдвигаются одно в другое по ходу газа не менее чем на половину диаметра трубы. Присоединение трубы к каналу дымохода также должно быть плотным и осуществляться так, чтобы в дымоходе ниже ввода трубы оставался «карман» с люком для чистки (рис. 19.1). По окончании монтажа соединительные трубы окрашивают огнестойким лаком.

В существующих зданиях допускается присоединение к одному дымоходу двух приборов, расположенных на разных этажах или на одном этаже, но при условии ввода продуктов сгорания в дымоход на разных уровнях не ближе 50 см друг от друга. При необходимости ввода продуктов сгорания на одном уровне в дымоходе делается рассечка на высоту 50 - 70 см. Для уменьшения сопротивлений движению газов и во

избежание засорений дымоходы жилых зданий делают вертикальными, с гладкими внутренними стенками.

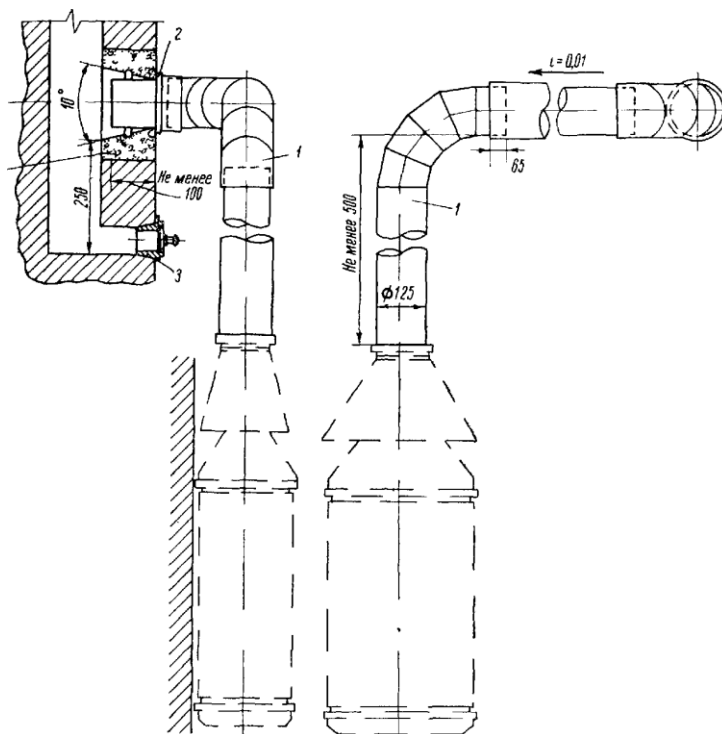


Рис. 19.1. Присоединение газового водонагревателя к дымовому каналу: 1 - присоединительная труба из кровельной стали; 2 - ограничительная шайба; 3 - дверца прочистного лючка; 4 - бетон или цементный раствор

Дымоходы, прокладываемые в капитальных стенах зданий, а иногда выполняемые и приставными, делают из красного кирпича, плотных огнестойких блоков, а также из асбестоцементных или гончарных труб. Теплотери через стенки дымохода должны быть минимальными для поддержания в нем расчетного разрежения и во избежание конденсации водяных паров. В частности, температура продуктов сгорания природного газа на выходе из дымохода должна быть не ниже их точки росы ( $65 - 60^{\circ}\text{C}$ ). В строящихся жилых зданиях для каждого газового прибора предусматривается обособленный дымоход.

При отводе продуктов сгорания от ресторанных плит, варочных котлов допускается устройство горизонтальных участков дымоходов в полу длиной до 10 м при обеспечении возможности их очистки. Разрежение в дымоходах от таких приборов регулируется шиберами. В шиберах делают вентиляционные отверстия диаметром не менее 15 мм для предупреждения скопления в топке и газоходах взрывоопасных газоздушных смесей. На проходе дымоходов через перекрытия и вблизи деревянных конструкций зданий устраивают противопожарные разделки.

Нормальная работа дымоходов обеспечивается при отсутствии так называемого ветрового подпора, образующегося при ветре за счет завихрения воздуха за коньком крыши или за соседним высоким зданием, деревом, другим препятствием.



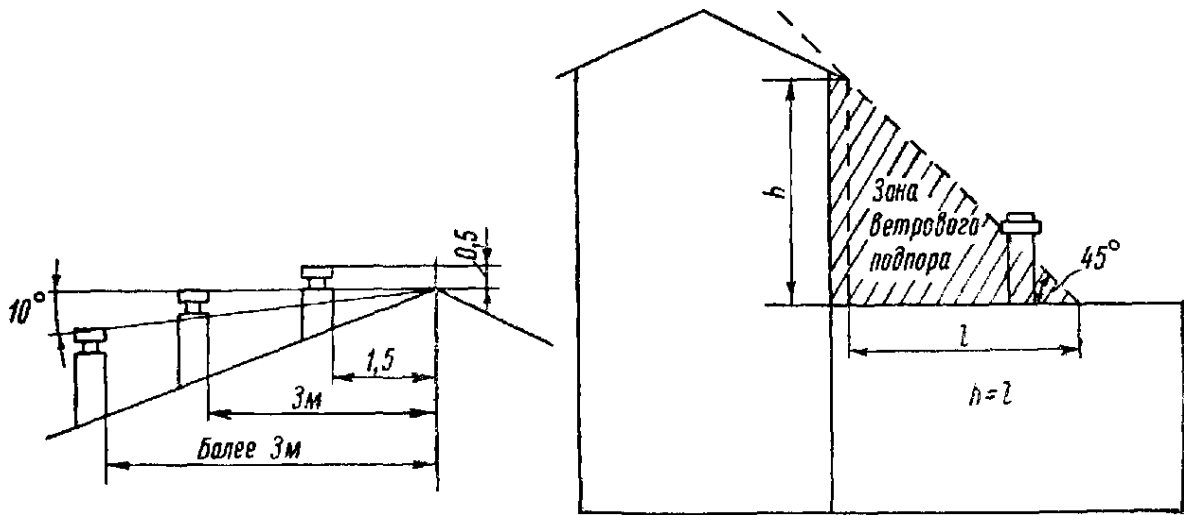


Рис. 19.2. Расположение дымовых труб

Поэтому оголовки дымоходов (дымовые трубы) выводятся:

- на 0,5 м выше конька крыши при расположении их (считая по горизонтали) не далее 1,5 м от конька крыши;
- в уровень с коньком крыши, если они отстоят на 1,5 - 3 м от конька крыши;
- не ниже прямой, проведенной от конька вниз под  $10^\circ$  к горизонту, при расположении их от конька далее 3 м.

Во всех случаях высота трубы над прилегающей частью крыши должна быть не менее 0,5 м. Вблизи высоких зданий или деревьев дымовая труба должна быть выведена выше границы зоны ветрового подпора, которая определяется линией, проведенной под  $45^\circ$  к горизонту от наиболее высокой части здания или дерева (рис. 2).

От атмосферных осадков дымовые трубы защищают металлическими зонтами или перекрытием из кирпича с отводом дымовых газов в обе стороны от каждого дымового канала. Плотность дымоходов проверяют задымлением или перемещением по дымоходу электролампы.

Площадь сечения дымохода не должна быть меньше сечения присоединительной трубы. Однако значительное завышение сечения дымохода уменьшает скорость выхода дымовых газов из него и за счет увеличенной поверхности охлаждения понижает их температуру, а это ухудшает разрежение и может вызвать конденсацию водяных паров в дымоходе. Площадь сечения дымохода, см<sup>2</sup>:

$$F = kQ / \sqrt{H}, \quad (19.1)$$

Здесь  $k$  - эмпирический коэффициент; при тепловой нагрузке до 30 Мкал/ч рекомендуется принимать  $k = 0,02$ , при большей нагрузке - 0,03;  $Q$  - тепловая нагрузка прибора, ккал/ч;  $H$  - высота дымохода, м.

Из формулы видно, что площадь дымохода увеличивается с уменьшением высоты дымохода. Поэтому в расчетах следует ориентироваться на обеспечение нормального сечения дымоходов верхних этажей зданий, имеющих меньшую высоту дымоходов, чем нижерасположенные, так как и разрежение, создаваемое за счет разности

плотности уходящих газов и наружного воздуха, в дымоходах верхних этажей будет меньше. Минимально необходимое разрежение перед газовыми приборами должно быть 0,2 - 0,3 для водонагревателей и 0,8 - 1,0 мм вод.ст. для кипяtilьников, ресторанных плит и других газовых приборов коммунальных предприятий.

## II ПРАКТИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ

### ЛАБОРАТОРНЫЙ ПРАКТИКУМ

Лабораторная работа № 1

Лабораторная работа № 2

Лабораторная работа № 3

Лабораторная работа № 4

Лабораторная работа № 5

Лабораторная работа № 6

Лабораторная работа № 7

### МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ДЛЯ ВЫПОЛНЕНИЯ КУРСОВОГО ПРОЕКТА ПО ДИСЦИПЛИНЕ «ГАЗОСНАБЖЕНИЕ» НА ТЕМУ «ГАЗОСНАБЖЕНИЕ РАЙОНА ГОРОДА»

Введение

1. Общие требования к оформлению курсового проекта
2. Общие методические указания
3. Задание к курсовому проекту
4. Состав курсового проекта
5. Методические указания к выполнению курсового проекта

«Газоснабжение района города»

- 5.1. Определение свойств газообразного топлива
- 5.2. Определение расхода газа районом города
  - 5.2.1. Определение количества жителей
  - 5.2.2. Определение расчетных расходов газа
  - 5.2.3. Определение расхода газа по заданной плотности населения и площади кварталов с учетом коммунально-бытовых предприятий
- 5.3. Определение удельных часовых расходов газа
- 5.4. Системы газоснабжения
  - 5.4.1. Выбор и обоснование системы газоснабжения
  - 5.4.2. Трассировка газовых сетей
  - 5.4.3. Определение количества сетевых ГРП
- 5.5. Трубы, применяемые для систем газоснабжения
- 5.6. Гидравлический расчет газопроводов

5.6.1. Гидравлический расчет кольцевых сетей низкого давления

5.6.2. Гидравлический расчет тупиковой дворовой сети низкого давления

5.6.3. Гидравлический расчет внутридомового газопровода

ЛИТЕРАТУРА

ПРИЛОЖЕНИЯ

# ЛАБОРАТОРНЫЙ ПРАКТИКУМ

## Лабораторная работа № 1

### КОНТРОЛЬНО-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ПРИБОРЫ ДЛЯ КОНТРОЛЯ И ИЗМЕРЕНИЯ ПАРАМЕТРОВ ГАЗА В СИСТЕМАХ ГАЗОСНАБЖЕ- НИЯ.

**Цель работы:** Ознакомится с устройством и действием контрольно-измерительных приборов, применяемых в системах газоснабжения.

#### 1. Основные термины и определения

Для контроля над работой оборудования и измерения параметров газа применяют следующие контрольно-измерительные приборы: термометры сопротивления для замера температуры газа; показывающие и регистрирующие (самопишущие) манометры для замера давления газа; приборы для регистрации перепада давлений; приборы учета расхода газа (газовые счетчики и расходомеры); приборы для контроля загазованности.

#### 1.1. Приборы для измерения давления газа.

Давлением называется величина, измеряемая отношением силы, действующей на поверхность к площади этой поверхности.

Различают следующие виды давлений:

- Атмосферное (барометрическое),  $P_б$ ;
- Избыточное  $P_и$ ;
- Абсолютное  $P_а$ ;
- Вакуумметрическое  $P_в$ .

$$P_а = P_б + P_и \qquad P_в = P_б - P_а \qquad (1.1)$$

В системе СИ за единицу давления принят Паскаль:  $Pa = Н/м^2$

Внесистемные единицы: мм рт. ст.; мм вод. ст.

1. Техническая атмосфера,  $1 кгС/см^2 = 735,6$  мм рт. ст.;
2. Физическая атмосфера,  $1 атм. = 760$  мм рт. ст.;
3. Барометрическая атмосфера,  $1 бар = 750$  мм рт. ст.

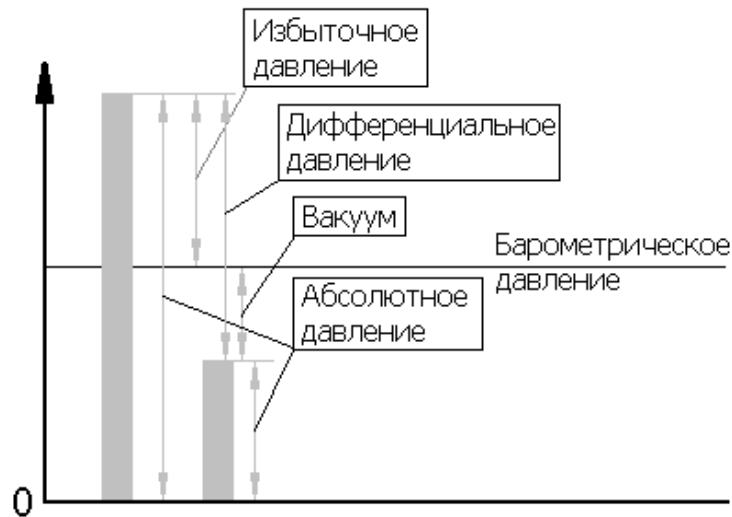


Рис. 1.1. Распределение давлений.

Приборы для измерения давления подразделяются на:

а) По назначению: манометры; вакуумметры; мановакуумметры; напорометры; тягомеры; тягонапорометры; барометры; дифференциальные манометры (диффманометры).

б) По принципу действия: жидкостные; деформационные; грузопоршневые; электрические.

Приборы для измерения давления делятся на группы: **жидкостные**, в которых измеряемое давление определяется величиной уравнивающего столба жидкости; **пружинные** (деформационные), в которых измеряемое давление определяется величиной деформации упругих элементов (пружины, сильфоны, мембраны и др.), появляющейся под действием давления; **электрические преобразователи**, для непрерывного преобразования давления в пропорциональный электрический токовый сигнал дистанционной передачи.

1.1.1. Жидкостные манометры используются для замера избыточных давлений в пределах до 0,1 МПа. Манометры для измерения давления до 10 кПа заполняются водой или керосином, а для измерения более высоких давлений – ртутью.

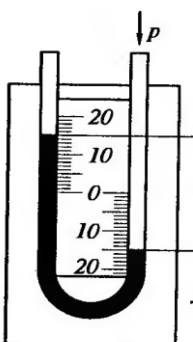


Рис.1.2. Манометр двухтрубный типа МВ.

Простейшим прибором для измерения давления или разности давлений является **двухтрубный манометр типа МВ** (Рис. 1.2), представляющий собой согнутую стеклянную трубку, заполненную рабочей жидкостью и прикрепленную к панели со шкалой.

Один конец трубки соединен с атмосферой, другой подключается к измеряемой среде. Значение давления определяется из выражения:

$$P = h \rho g, \quad (1.2)$$

где  $P$  – измеряемое давление, Па;  $h$  – разность уровней жидкости, м;  $\rho$  – плотность жидкости, кг/м<sup>3</sup>;  $g$  – ускорение силы тяжести, м/с.

Пределы измерения, кПа: 0 – 1,0; 0 – 2,5; 0 – 6,0. Цена деления шкалы – 10,0 Па. Погрешность показаний –  $\pm 20,0$  Па.

К жидкостным манометрам относятся и дифференциальные манометры (диффманометры), которые применяют для замеров перепада давления.

В газовом хозяйстве применяют **диффманометр типа ТДЖ** (Рис. 1.3). Прибор предназначен для измерения избыточного отрицательного давления (разрежения), для измерения разности давлений неагрессивных газов. Рабочей жидкостью является дистиллированная вода. Количество трубок: 1 – 6. Предел измерений: 1,6 – 6,3 кПа. Погрешность прибора  $\pm 1,5\%$ .

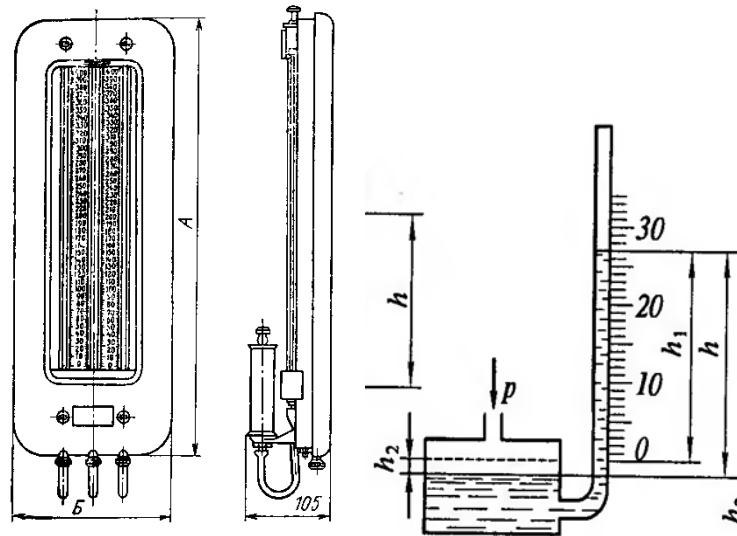


Рис. 1.3. Тягонапоромер дифференциальный жидкостный ТДЖ.

Более удобным средством измерения разрежения является **однотрубный (чашечный) манометр типа ТНЖ-Н** (Рис. 4), в котором одна из трубок заменена сосудом.

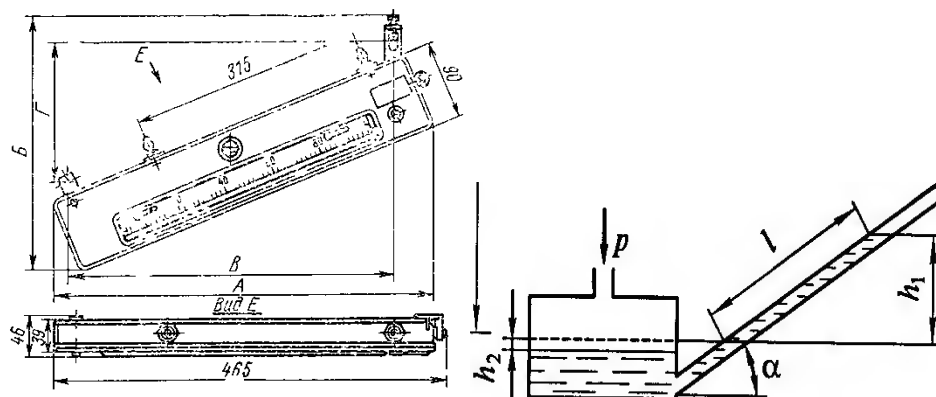


Рис. 1.4. Тягонапоромер жидкостный ТНЖ-Н.

В этом манометре стеклянная трубка расположена под углом  $\alpha$  к горизонту. При этом точность измерения увеличивается в несколько раз. Учитывая, что  $h_1 = l \cdot \sin \alpha$  и

пренебрегая малостью величины  $f/F$ , измеряемое давление можно определить из выражения:

$$P = l \cdot \rho \cdot g \cdot \sin \alpha \quad (1.3)$$

где  $d, D$  – диаметры трубки и широкого сосуда соответственно, м;  $f, F$  – сечения трубки и широкого сосуда, м<sup>2</sup>. С уменьшением угла наклона трубки уменьшаются пределы измерения манометром, и увеличивается точность измерения.

Предел измерения: 250 – 1600 Па. Погрешность прибора  $\pm 0,5\%$ . Рабочая жидкость – спирт этиловый технический

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

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

1.1.2. Пружинные манометры широко применяют для измерения избыточного давления и разрежения. В пружинных приборах сила, создаваемая давлением, уравновешивается упругими силами, возникающими при деформации элементов манометров. По ее размеру определяется измеряемое давление (разрежение). Эти приборы обладают ценными свойствами — универсальностью, простотой конструкции и изготовления, большим диапазоном измерения и т. д.

В качестве чувствительного элемента используют изогнутая трубчатая пружина 9 (Рис. 1.5), которая нижним концом прикреплена к штуцеру 8, с помощью которого манометр присоединяют к газопроводу. Второй конец трубки запаян и шарнирно через систему рычагов соединен со стрелкой 4, которая на шкале 3 показывает значение измеряемого давления. Перед манометром усанавливают отключающее устройство, позволяющее перекрыть трубку и снять или заменить манометр.

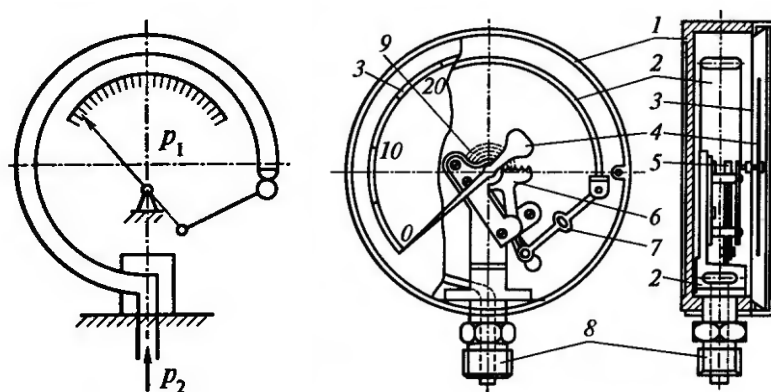


Рис. 1.5. Устройство пружинного манометра: 1 – корпус; 2 – полая трубка; 3 – шкала; 4 – стрелка; 5 – шестерня; 6 – зубчатый сектор; 7 – поводок; 8 – штуцер; 9 – пружина.

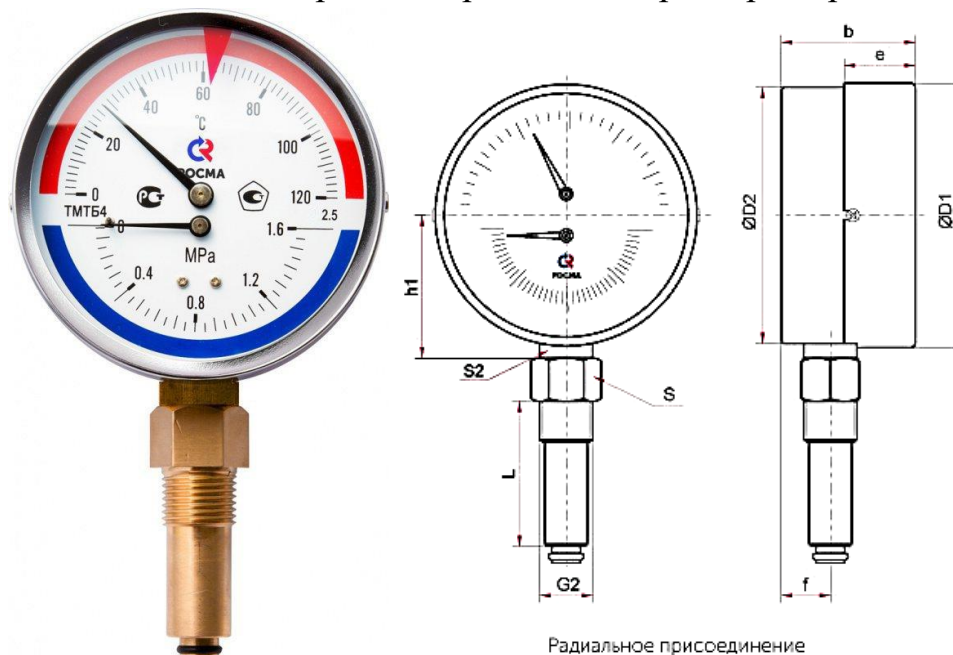
Манометры рассмотренного типа выпускаются для верхних пределов измерения 60 – 160 кПа.



1.1.3. Термоманометры типа ТМТБ-3. Термоманометр — комбинированный прибор, предназначенный для измерения температуры и избыточного давления неагрессивных к медным сплавам сред в системах теплоснабжения и водоснабжения.

Для визуального контроля основных параметров теплоносителя (температуры и давления) как правило, применяют манометр и термометр. Попытка объединить эти два прибора привела к созданию комбинированного прибора, получившего название «термоманометр».

**Термоманометр ТМТБ** (Рис.1.6) объединяет в одном корпусе манометр и термометр, имеет две шкалы — давления и температуры. Прибор комплектуется клапаном, позволяющим демонтировать термоманометр без разгерметизации системы.



*Рис. 1.6. Термоманометр ТМТБ-3*

Область применения: системы отопления, водоснабжение, бойлеры, паровые котлы и т. д.

Конструктивно термоманометр ТМТБ объединяет биметаллический термометр и деформационный манометр. Термоманометры имеют циферблат с двумя шкалами и две указательные стрелки. Одна шкала служит для отсчёта давления, другая - температуры. ТМТБ-3, ТМТБ-4 бывают двух типоразмеров: диаметром корпуса 80 и 100 мм. По расположению штуцера термоманометры могут быть осевыми и радиальными. Длина погружной части также может варьироваться по заказу потребителя. Все термоманометры комплектуются защитным клапаном.

Защитный клапан - это запорное устройство, которое служит с одной стороны для удобства монтажа термоманометра, с другой - выполняет роль крана, что позволяет демонтировать термоманометр без слива системы (или без остановки технологического процесса). Рабочее давление клапана 2,5 МПа, максимальное - 5 МПа.

1.1.4. Пружинные самопишущие манометры. Для измерения и регистрации избыточных давлений широко применяются **самопишущие манометры типа МТС 712** (Рис. 1.7) с приводом от часового механизма.

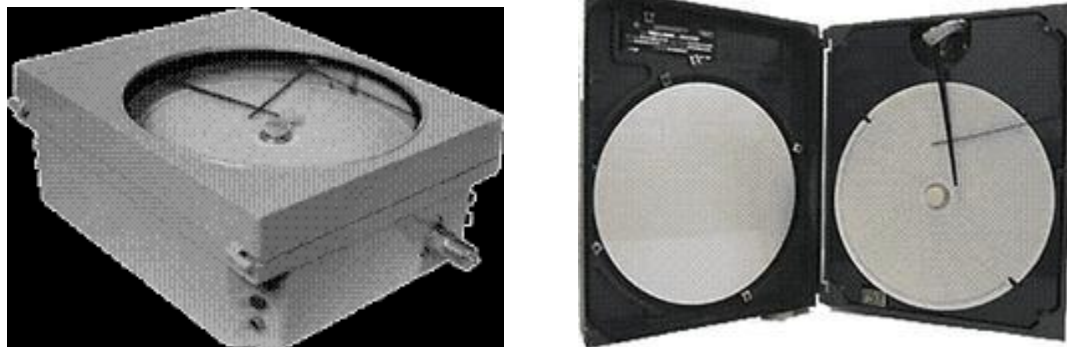


Рис. 1.7. Манометр самопишущий типа МТС 712.

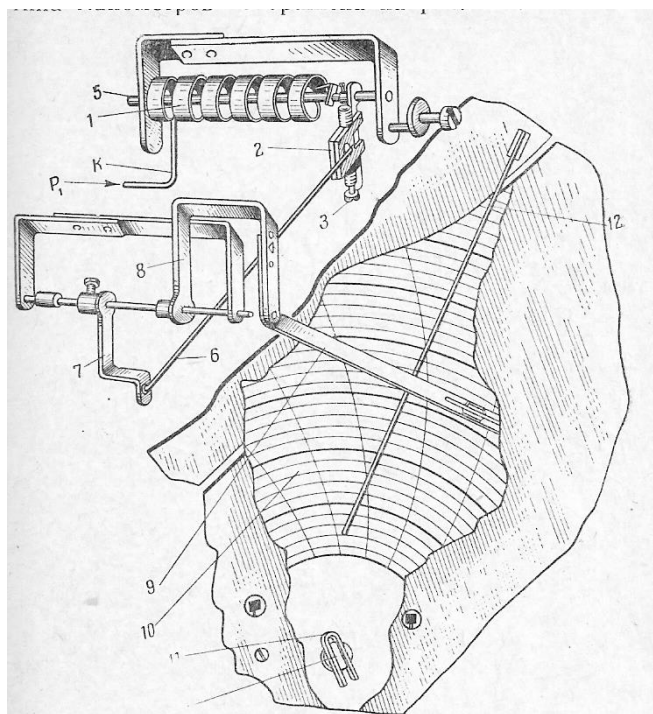


Рис.1.8. Принципиальная схема самопишущего манометра

Манометры МТС 712 предназначены для измерения и непрерывной записи во времени на дисковой диаграмме избыточно-го и вакуумметрического давления, выпускаются с часовым приводом диска диаграммного.

Чувствительным элементом (Рис.1.8) является винтовая трубчатая пружина 1. Измеряемое давление  $P_1$ , подводимое к чувствительному элементу по медному капилляру К, перемещает его свободный конец, заставляя раскручиваться, и тем самым поворачивает ось с закрепленным на ней регулировочным устройством 2. Таким образом, давление через тягу 6 передается

При помощи пера, закрепленного на стрелке, на диаграмме 10 прочерчивается кривая давлений. Для вращения диаграммы применяется часовой механизм. 1 оборот диаграммы = 24 часа.

1.1.5. Электроконтактные манометры ЭКМ. Для контроля давления в системах трубопроводов, а также для управления активными компонентами таких систем (насосами, клапанами и т. д.) применяются электроконтактные манометры (Рис.1.9). Они чаще всего выступают в качестве альтернативы для реле давления: при необходимости ЭКМ включает либо отключает насос или клапан.

Манометры, применяемые при монтаже трубопроводных систем, могут иметь самую разную компоновку. Выделяют такие группы (Рис.1.10):

- Одноконтактные – срабатывающие на замыкание (исполнение I по ГОСТ 2405-88) либо на размыкание (исполнение II). Приборы данного исполнения используются крайне редко.
- Двухконтактные – настроенные на пары значений (III, IV, V и VI типы).

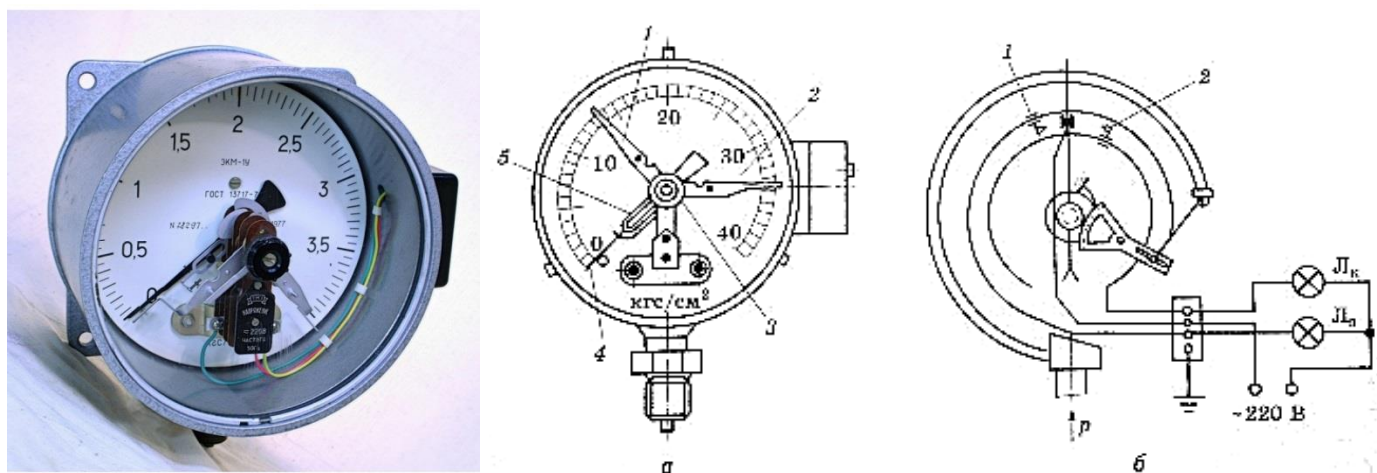


Рис. 1.9. Электроконтактный манометр ЭКМ.

Принцип работы ЭКМ достаточно прост:

- В качестве подвижного контакта в системе используется стрелка манометра.
- Когда будет достигнут определенный уровень давления (значение можно установить в зависимости от стоящей перед устройством задачи), стрелка смещается.
- При этом возможно как замыкание, так и размыкание цепи, что вызывает, соответственно, включение или отключение активного компонента системы.

В соответствии с ГОСТ 2405-88 в манометрах ЭКМ, сигнализирующее устройство имеет четыре варианта исполнения (Рис.1.10):

- III – два размыкающих контакта.
- IV – два замыкающих контакта.
- V – один контакт размыкающий (минимальное значение, синяя маркировка), один контакт замыкающий (максимальное значение, красная маркировка).

- VI – конфигурация, обратная предыдущей (замыкание на минимуме, размыкание на максимуме).

V тип исполнения считается стандартным, поскольку именно такой принцип функционирования манометров используется в большинстве схем.

Рассмотрим пример на основе работы насоса - до первой уставки насос будет накачивать давление в систему, между уставками оба контакта будут разомкнуты и система будет работать в обычном режиме, при достижении второй уставки замкнутый контакт подаст сигнал на откачку давления.

К плюсам манометров, оснащенных электроконтактным механизмом, специалисты относят следующие качества: удобную компоновку, объединяющую электроконтактный манометр и коммутационный блок в едином корпусе; возможность настройки чувствительности по давлению; наглядную визуализацию настроек.

Среди недостатков обычно упоминают низкие токи коммутации (из-за этого возникает необходимость подключать мощные насосы и клапаны через дополнительные реле). Несмотря на эти минусы, простота и точность работы манометров обуславливает стабильную востребованность таких изделий.

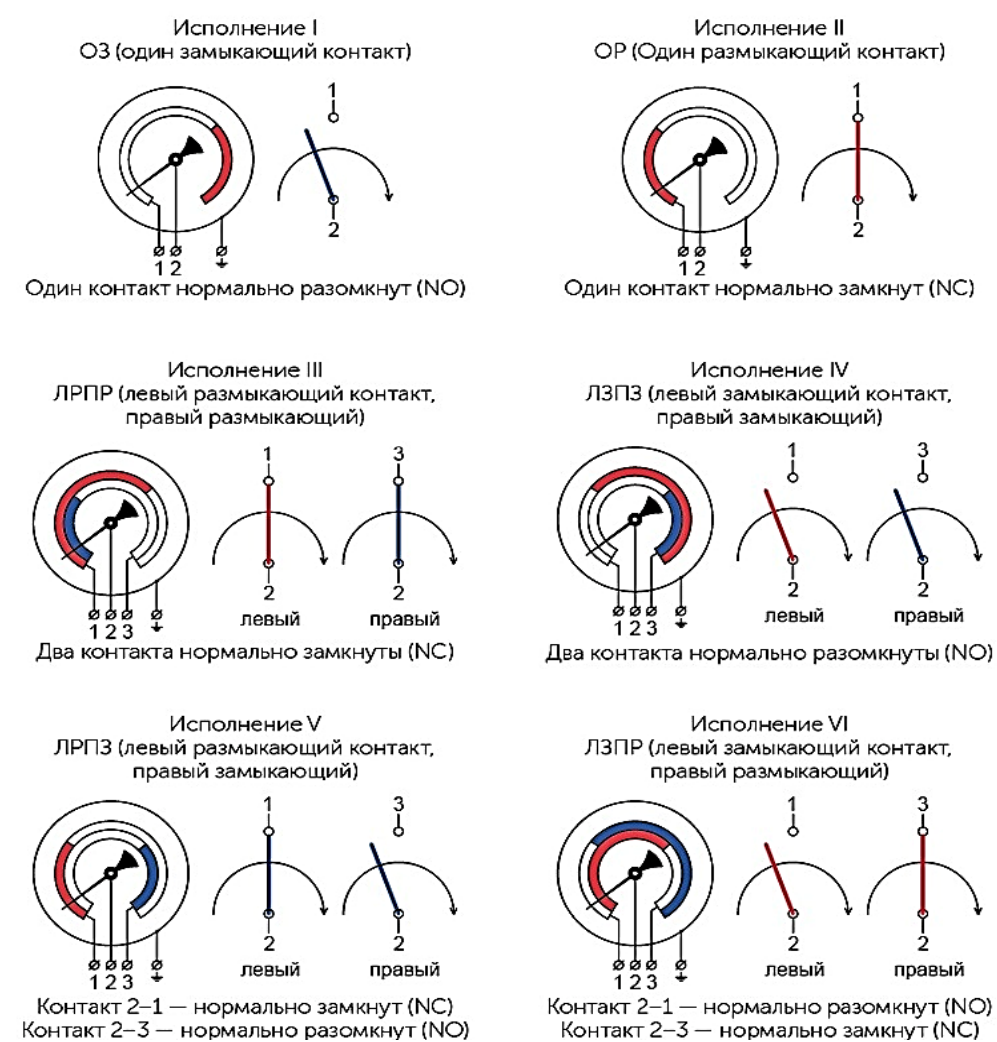


Рис. 1.10. Электрическое исполнение ЭКМ.

1.1.6. Дифференциальные манометры служат для измерения разности давлений. **ДМ 3583 – дифференциальный манометр** (диффманометр) (Рис.1.11) позволяет преобразовывать разницу давлений в выходной унифицированный сигнал взаимной индуктивности. Дифференциальное устройство ДМ 3583 незаменимо в автоматизации управления технологическими процессами.

Преобразователи предназначены для измерения неагрессивных газов и жидкостей при температуре окружающего воздуха от  $-30$  градусов до  $+50$  градусов и относительной влажности до 95 %.

Чувствительным элементом ДМ-3583 является мембранный блок, который состоит из мембранных коробок 4 и 7. Каждая мембранная коробка состоит из двух или четырех мембран, образуя две рабочие камеры диффманометра (нижняя – плюс; верхняя – минус). Внутренние полости мембранных коробок диффманометров наполняются этиленгликолем и сообщаются между собой.

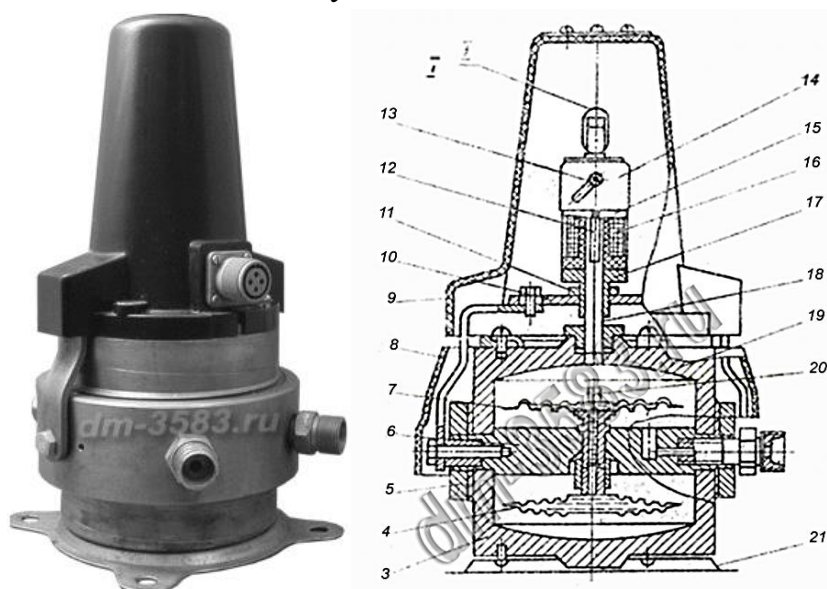


Рис. 1.11. Дифференциальный манометр ДМ – 3583.

В нижнюю камеру диффманометра подведен канал с давлением  $P_1$ , а в верхнюю – подведен канал с давлением  $P_2$ . Давление  $P_1 > P_2$ , в результате в камерах диффманометра возникает разность давлений (перепад). Разность давлений преобразуется в унифицированный выходной сигнал линейной зависимости постоянного тока. На диффманометре ДМ-3583М установлен вторичный прибор – дифференциальный трансформатор, на цифровом электронном табло которого показывается значение разности давлений.

1.1.7. Преобразователь давления. Датчики давления "САПФИР-22" (Рис.1.12) предназначены для непрерывного преобразования избыточного давления (ДИ), разрежения (ДВ), абсолютного (ДА), разности давлений (ДД) в унифицированный токовый выходной сигнал.

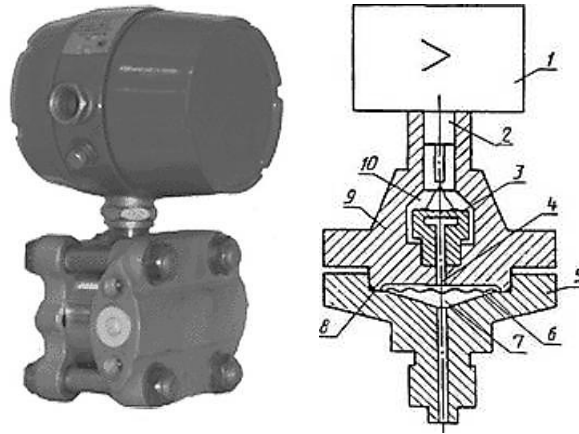


Рис. 1.12. Преобразователь давления «Сапфир – 22»

Преобразователи давления предназначены для работы в системах автоматического контроля, регулирования и управления технологическими процессами в различных отраслях промышленности, в том числе для применения во взрывоопасных производствах нефтяной и газовой промышленности, на объектах атомной энергетики (ОАЭ).

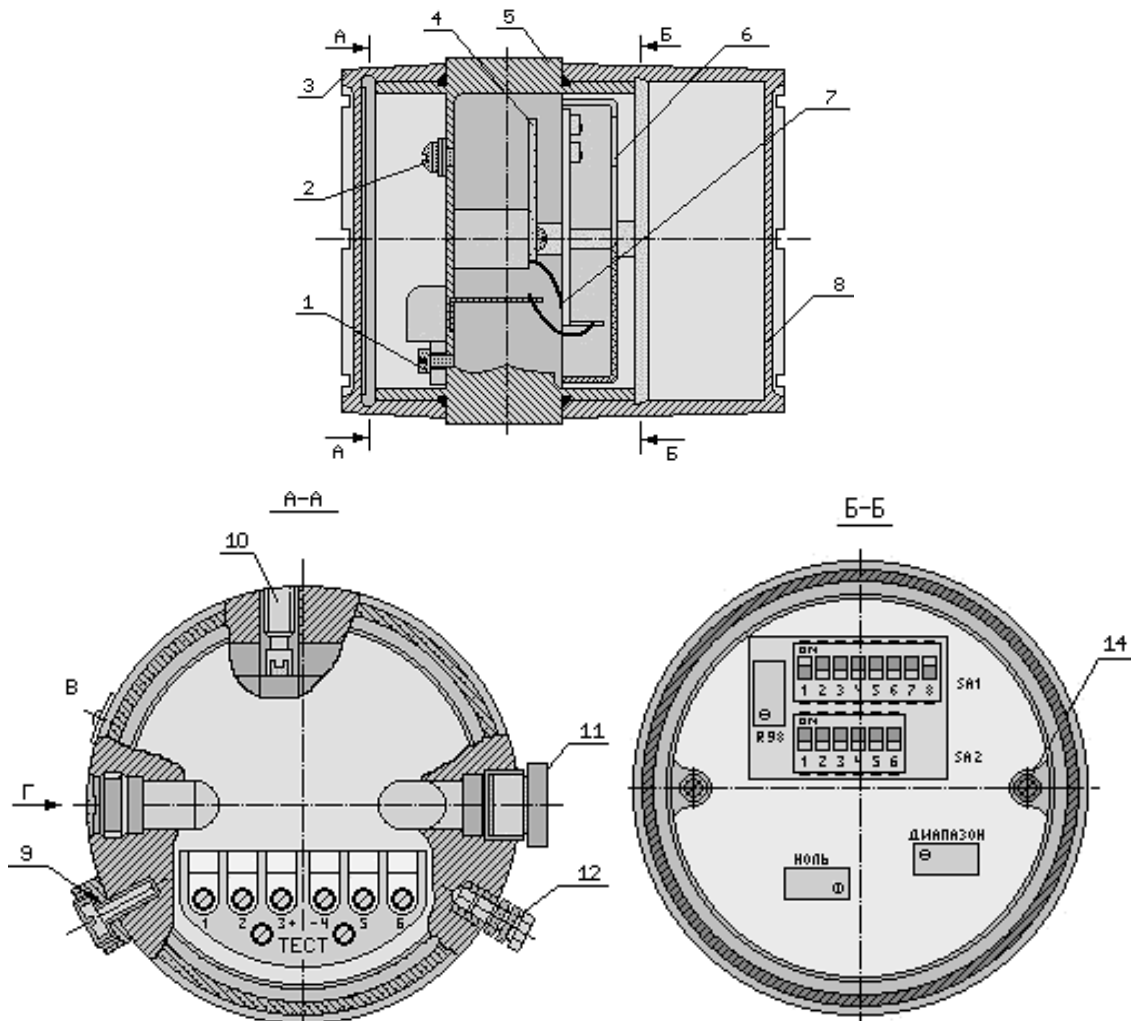


Рис. 1.13. Устройство преобразователя давления «Сапфир – 22»

Преобразователь давления (Рис.1.13) состоит из измерительного (А – А) блока и электронного (Б – Б) блока. Все преобразователи имеют унифицированный электрон-

ный блок и отличаются лишь конструкцией измерительного блока. Принцип действия (Рис.1.13) преобразователей основан на воздействии измеряемого давления (разности давления) на мембраны измерительного блока б, что вызывает деформацию упругого чувствительного элемента и изменение сопротивления тензорезисторов тензопреобразователя 3. Это изменение преобразуется в электрический сигнал, который передается от тензопреобразователя из измерительного блока в электронный преобразователь 1, и далее в виде стандартного токового унифицированного сигнала. Чувствительным элементом тензопреобразователя является пластина из монокристаллического сапфира с кремниевыми пленочными тензорезисторами, прочно соединенная с металлической мембраной тензопреобразователя.

## **1.2. Приборы для измерения температуры.**

Температурой называют степень нагретости вещества, характеризующаяся кинетической энергией движения молекул. В нашей стране допущены к применению две температурные шкалы:

- международная практическая температурная шкала (шкала Цельсия);
- термодинамическая температурная шкала (шкала Кельвина),  $T$   
 $K=t^{\circ}C+273,16$ .

В зависимости от используемых физических свойств веществ приборы для измерения температуры подразделяются на следующие группы:

- термометры расширения;
- манометрические термометры;
- термообразователи сопротивления;
- термоэлектрические преобразователи;
- пирометры излучения.

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

1.2.1. Жидкостные стеклянные термометры расширения (Рис.1.14) широко применяются для измерения температур от  $-200$  до  $+500$  °С. Они просты в обращении, имеют достаточно высокую точность измерения, при снятии показаний не требуют дополнительной аппаратуры и посторонних источников питания.

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

1.2.2. Электрические термометры сопротивления (Рис.1.15) применяются для измерения температуры от  $-200$  до  $+650$  °С. Термометры сопротивления выпускаются медными, типа ТСМ ( $-50 \dots +180$ °С) и платиновыми типа ТСП ( $-200 \dots +650$ °С). Термометр сопротивления состоит из чувствительного элемента в виде терморезистора 5, защитного чехла 3 и соединительной головки 1.

Их принцип действия основан на свойстве металлов изменять сопротивление с изменением температуры. Материалы, из которых изготавливаются термометры сопротивления, должны иметь большое удельное сопротивление; постоянную зависимость сопротивления металла от температуры; постоянство химических и физических свойств металла при изменении температуры.

Рис. 1.14. Жидкостные стеклянные термометры.

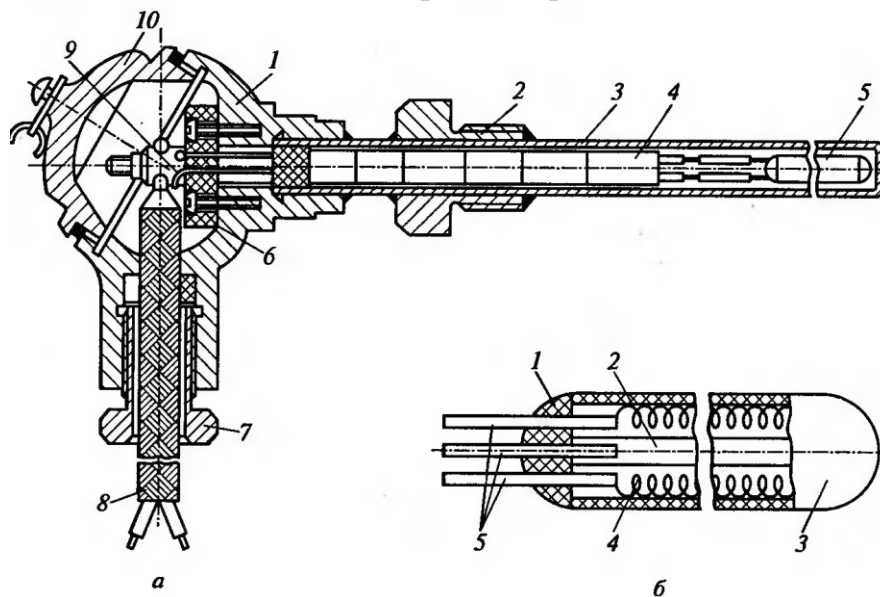
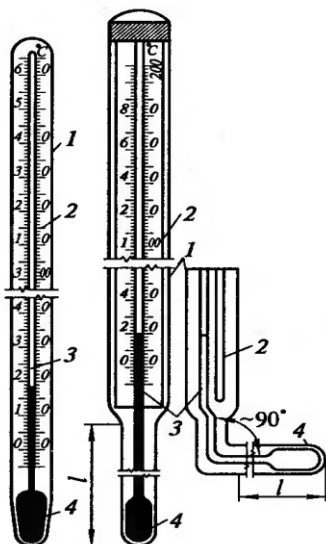


Рис. 1.15. Термометр сопротивления:

а – конструкция термометра (1 – корпус головки; 2 – штуцер; 3 – защитный кожух; 4 – фарфоровые бусы; 5 – чувствительный элемент; 6 – клемная колодка; 7 – сальниковый ввод; 8 – монтажный кабель; 9 – провода; 10 – крышка); б – конструкция чувствительного элемента (1 – глазурь; 2 – пространство; 3 – каркас; 4 – платиновые спирали; 5 – выводы).



В качестве материалов для изготовления используются чистые металлы – платина, медь, никель и полупроводники. Платина является основным материалом для изготовления термометров сопротивления. В качестве чувствительного элемента в полупроводниковых термометрах сопротивления используют германий, оксиды меди и марганца, титана и магния. Преимущества термометров сопротивления: высокая точность измерения; возможность установки измерительного

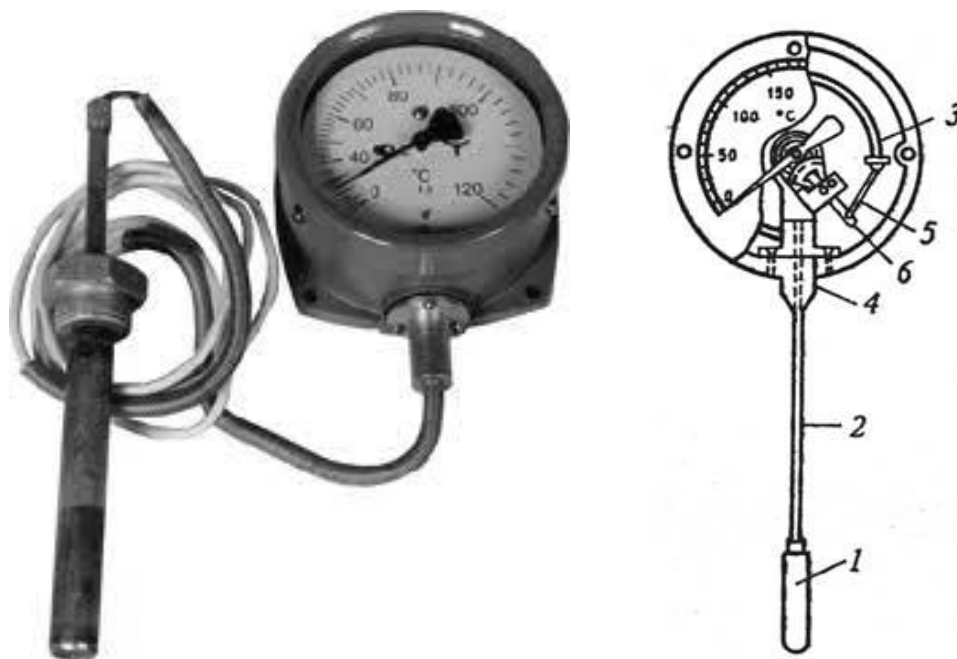


прибора на значительном расстоянии и автоматической записи температуры.

В качестве вторичных приборов, работающих с термопреобразователями сопротивления, применяются милливольтметры и логометры.

**1.2.3. Термометры манометрические.** Предназначены для измерения температуры газов, паров, жидкостей и выдачи пневматических сигналов для автоматического регулирования заданной величины температуры. Действие манометрических термометров основано на зависимости давления жидкости, газа или пара с жидкостью в замкнутом объеме (термосистеме) от температуры. Указанные термометры являются промышленными показывающими и самопишущими приборами, предназначенными для измерения температуры в диапазоне до 600 °С. В зависимости от заключенного в термосистеме рабочего вещества манометрические термометры разделяются на газовые, жидкостные и конденсационные.

В основу принципа действия манометрического термометра положена зависимость между температурой и давлением термометрического (рабочего) вещества, лишенного возможности свободно расширяться при нагревании.



*Рис.1.16. Схема показывающего манометрического термометра.*

Манометрические термометры (Рис.1.16) обычно включают в себя термобаллон 1, капиллярную трубку 2 и трубчатую пружину 3 с поводком 5, зубчатым сектором и стрелкой. Вся система заполняется рабочим веществом. При нагревании термобаллона, установленного в зоне измеряемой температуры, давление рабочего вещества внутри замкнутой системы увеличивается. Увеличение давления воспринимается манометрической пружиной, которая воздействует через передаточный механизм на стрелку прибора.

Соединительный капилляр изготавливается из медной или стальной трубки с внутренним диаметром до 0,5 и толщиной стенки до 2,5 мм. Снаружи он защищен ме-

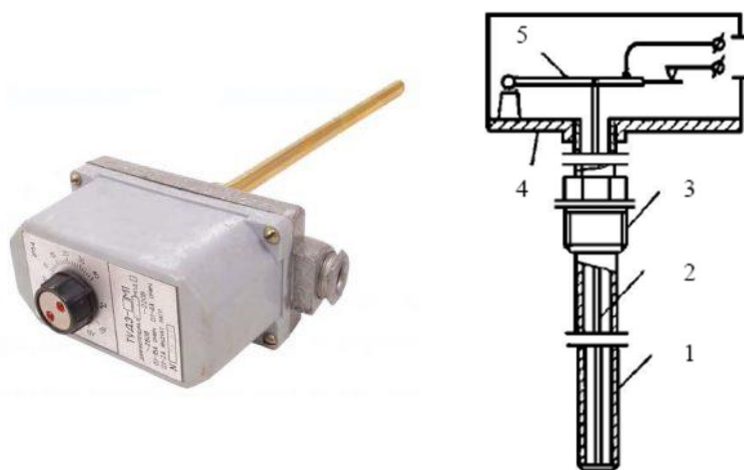
таллической оплеткой. Длина капилляра может достигать 40 м. В качестве упругого элемента в термометрах применяются одно- и многовитковая трубчатые пружины, изготовленные из медного сплава.

1.2.4. Термометры дилатометрические датчики-реле. ТУДЭ-М1 — устройства терморегулирующие дилатометрические электрические. Диапазон регулирования - 60...+500°C. Изготавливается с размыкающими — «Р» или замыкающими — «З» контактами. ТУДЭ-М1 состоит из следующих основных узлов:

- дилатометрического элемента;
- контактного устройства;
- узла настройки задания.

Простейший принцип измерения температуры использует удлинение металлического стержня. Термометры этого типа, несмотря на ряд достоинств (простота устройства, высокая чувствительность) для измерения температуры используются сравнительно редко. Они находят применение главным образом в качестве первичных измерительных преобразователей в системах автоматического регулирования температуры.

На рис.1.17 представлена схема устройства дилатометрического термометра. Он состоит из металлической трубы (чувствительного элемента) 1, внутри которой находится стержень 2. Труба имеет коэффициент линейного расширения больше, чем стержень. Верхний конец трубы закреплен в штуцере 3. В головке 4 находится электроконтактное устройство, состоящее из рычага 5, сочлененного со стержнем и контактами (на схеме показан один контакт), нормально замкнутой контактной группы.



*Рис.1.17. Схема терморегулирующего устройства дилатометрического электрического ТУДЭ.*

Нижняя часть термометра полностью погружается в среду, температура которой измеряется. При повышении температуры среды труба удлиняется больше, чем стержень, вследствие чего стержень перемещается вниз. При перемещении стержня одновременно приводится в движение рычаг, который при заданной температуре размыкает контакты, а вместе с тем и электрическую цепь регулирующего устройства. Для по-

лучения необходимой чувствительности дилатометрического термометра трубу обычно изготавливают из материала с большим коэффициентом линейного расширения (например, латуни или стали), а стержень из материала, коэффициент линейного расширения которого близок к нулю, например из инвара. Диапазон измерений составляет примерно 0–1000°С.

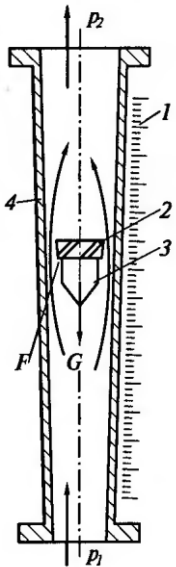
### 1.3. Приборы для определения расхода и количества газа.

Под расходом понимается объем или масса вещества, проходящего через трубопровод в единицу времени. Единицы измерения расхода:

- Объемные: м<sup>3</sup>/ч, л/ч, л/мин.
- Массовые: кг/ч, т/ч.

Количество – расход вещества за определенный промежуток времени (за час, сутки, месяц, год). Единицы измерения количества:

- Объемные: м<sup>3</sup>, л.
- Массовые: кг, т.



Приборы для измерения называются **расходомерами**, а для измерения количества – **счетчиками количества**.

По принципу действия расходомеры делятся на: переменного перепада давления; постоянного перепада давления; электромагнитные (индукционные); ультразвуковые; радиоактивные и др.

Счетчики количества подразделяются на: скоростные; объемные.

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

При реализации метода постоянного перепада давления скорость оцениваемого потока газа постоянна. Перепад давления возникает при прохождении газа через суженное сечение. Постоянный перепад давления, возникающий в месте сужения, создается подвижным чувствительным элементом, изменяющим свое положение в потоке, и определяется главным образом массой этого элемента.

1.3.1. Расходомеры постоянного перепада давления. В качестве расходомеров постоянного перепада с поплавком применяются **ротаметры** (Рис.1.18), которыми можно изменять расход вещества от нуля до максимального значения, что является преимуществом по сравнению с дифференциальными манометрами.

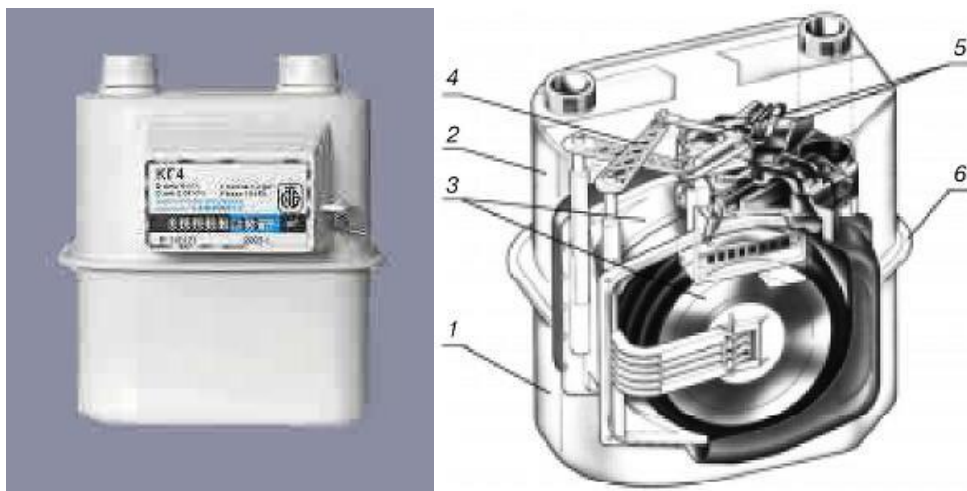
Ротаметр является самым распространенным прибором постоянного давления. Он состоит из длинной вертикально расположенной конусной трубки 4, внутри которой свободно плавает поплавок 3, изготавливаемый в зависимости от пределов измерения из стали, фторопласта, дюралюминия и т.п. Центрирование положения поплавка внутри потока достигается применением специальной винтовой насечки 2 на ободе

поплавка. Положение поплавка внутри трубки связано с расходом и может быть определено непосредственно по шкале 1. Пределы измерения до 40 м<sup>3</sup>/ч.

*Рис.18. Ротаметр типа РМ: 1 – шкала; 2 – винтовая насечка; 3 – поплавок; 4 – ротаметрическая трубка.*

1.3.2. Бытовые мембранные счетчики газа (Г1,6; Г2,5; КГ4) предназначены для измерения количества природного газа по ГОСТ 5542-87 или паров сжиженного углеводородного газа по ГОСТ 20448-90, а так же других неагрессивных газов, применяемых в бытовых и производственных целях, прошедшего через них потребителю.

Счетчик (Рис.1.19) состоит из неразборного герметичного корпуса, две половины которого соединены между собой металлической обечайкой, измерительного механизма, смонтированного внутри корпуса, счетного механизма.



*Рис. 1.19. Диафрагменный счетчик: 1 — корпус; 2 — крышка; 3 — измерительный механизм; 4 — кривошипно-рычажный механизм; 5 — верхние клапаны газораспределительного устройства; 6 — стяжная полоса*

Газ, проходящий через счетчик, заполняет поочередно по две камеры и придает возвратно-поступательное движения мембранам, которые посредством рычажной передачи приводят во вращение кулачковый механизм.

Кулачковый механизм обеспечивает золотниковое распределение газа по четырем камерам и через привод передает вращение на цифровой счетчик пропорционально прохождению газа.

1.3.3. Счетчики газа ВЕГА-G 1,6, G 2,5. Счетчики газа ультразвуковые ВЕГА типоразмеров G 1,6 и G 2,5 (Рис.1.20) предназначены для измерения израсходованного количества природного газа или паров сжиженного углеводородного газа, а также других неагрессивных газов, применяемых в бытовых целях. Счетчики газа устанавливаются на газопроводах в помещениях жилых домов, объектов социального и культурно-бытовых назначений.

Принцип работы ультразвуковых расходомеров основан на разнице во времени прохождения звуковой волны по и против потока измеряемого газа. Полученная разность времени переводится в фактический исход и объем газа прошедшего за единицу времени. Расположение на трубопроводе — вертикальное. Счетчик регистрирует расход приведенный стандартным условиям ГОСТ 2939 по температуре ( $t = 20^{\circ}\text{C}$ ). Срок службы элемента питания не менее 10 лет. Межпроверочный интервал счетчика 8 лет. Срок службы счетчика 16 лет.

Рис. 1.20. Счетчик газа ультразвуковой ВЕГА G 1,6, G 2,5

1.3.4. Счетчик газа РБГ Т G-1.6 РУСБЕЛГАЗ. Бытовой счетчик газа РБГ Т (типоразмерного ряда G1,6 и G2,5 модификации левый, правый) (Рис.1.21) предназначен для измерения и коммерческого учета израсходованного количества газа по ГОСТ 5542-87 или паров сжиженного углеводородного газа по ГОСТ 20448-90 с помощью сенсорного чипа.

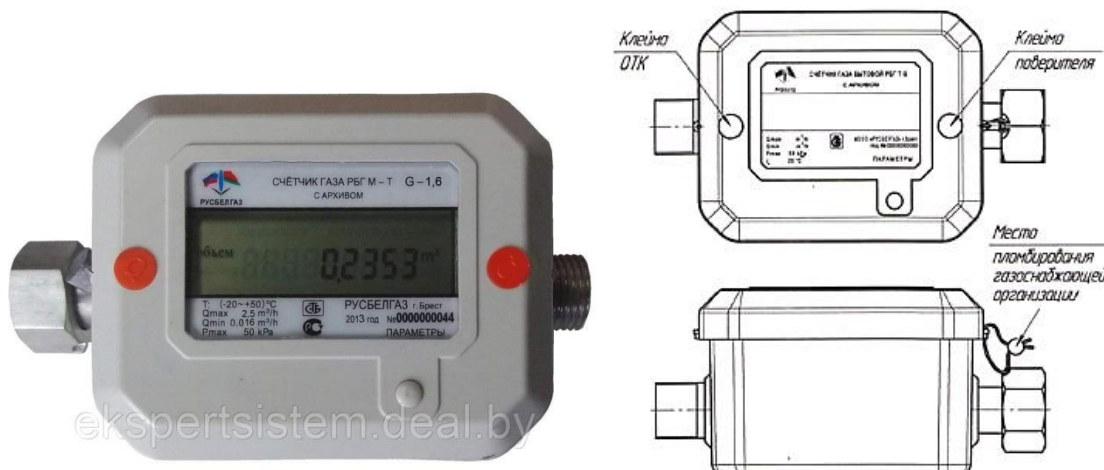


Рис. 1.21. Бытовой счетчик газа РБГ Т

MEMS сенсорный чип качественно считает расход газа с учетом коррекции температуры и компенсацией давления автоматически, т.е. приводит измеренный в рабочих условиях объем газа к стандартным условиям по температуре газа  $20^{\circ}\text{C}$ .



Вся информация об объеме израсходованного газа отображается на табло счетчика и архивируется (за период 12 месяцев).

Счётчик состоит из блока измерителя расхода, представляющего собой герметичный корпус с датчиком, и электронного блока вычислителя, закреплённого в корпусе.

Принцип действия счетчиков основан на измерении скорости потока газа. Измерения производятся термоанемометрическим или калориметрическим методом. При термоанемометрическом методе

термопреобразователь сопротивления нагревается под действием постоянного тока. При наличии потока газа температура перегрева снижается и происходит изменение сопротивления и величины протекающего через него тока пропорционально скорости потока. Для измерения объема на малых расходах используется полумостовая калориметрическая схема, основанная на измерении разности температур термопреобразователей, возникающей из-за сдвига симметричной области тепла над центральным термопреобразователем вследствие обдува.

Переключение между режимами производится автоматически по сигналу, поступающему от микропроцессорного контроллера, снабженного средством автоматического переключения режимов. Электронный вычислитель осуществляет обработку измеренных значений и вычисление объема газа приведенного к температуре 293,15 К (20 °С). Датчик определяет скорость потока газа и его температуру.

Информация обрабатывается вычислителем и отражается на жидкокристаллическом индикаторе (ЖКИ):

- текущий расход, м<sup>3</sup>/ч;
- суммарный объем потребляемого газа, приведенный к стандартным условиям по температуре газа, м<sup>3</sup>;
- дата (год, месяц);
- архив объёма газа за указанный месяц и год и так последовательно за предыдущие 12 мес. ежемесячно.



Область применения – жилые дома и объекты соцкультбыта.

#### **1.4. Приборы для контроля загазованности.**

Для безопасной эксплуатации газоиспользующего оборудования в закрытых помещениях бытовых, общественных и промышленных зданий и сооружений используют переносные приборы для обнаружения и контроля горючих и ядовитых газов – газоиндикаторы.

1.4.1. Индикатор газа ИГ-11 (Рис.1.22) предназначен для поиска мест утечек горючих газов и паров. Применяется в газовой отрасли и других отраслях народного хозяйства, где используется газовое оборудование.

Предназначен для обнаружения мест утечки природного или сжиженного газа из газопроводов, запорной арматуры, бытовых газовых плит, автомобильных газобаллонных установок и т. п. ИГ-11 — переносной взрывозащищенный малогабаритный прибор непрерывного действия, с автономным электропитанием, неселективный, со

световой и звуковой сигнализацией. Прибор предназначен для работы в диапазоне температур от -10 до +50 С. Климатическое исполнение СЗ по ГОСТ 12997-84.

*Рис. 1.22. Индикатор газа ИГ – 11*

Результаты поиска утечки газа отображаются в виде перемещающейся светящейся точки на шкале светодиодных индикаторов. В зависимости от концентрации газа изменяется частота звуковых сигналов.

1.4.2. Сигнализатор концентрации горючих газов СКГГ-1. Сигнализатор (Рис.1.23) обеспечивает:

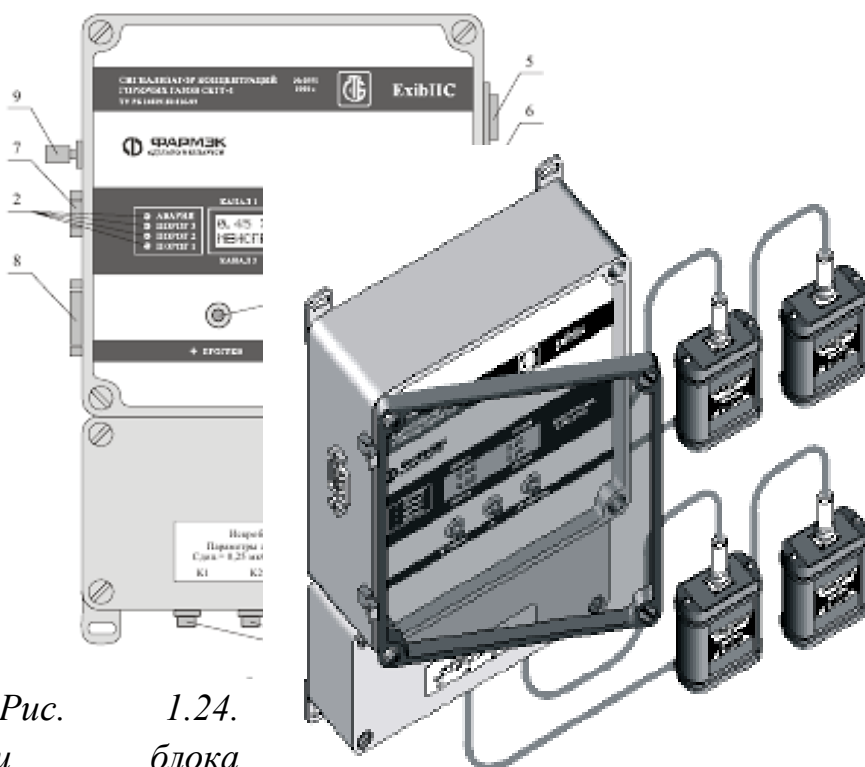
- измерение концентраций контролируемого газа;
- количество контролируемых точек (каналов) – до четырех;
- цифровую индикацию значения концентрации газа в каждой контролируемой точке;
- возможность установки потребителем до трех порогов сигнализации по каждому каналу в диапазоне от 0 до 2,5 объемной доли, % метана (от 0 до 1,0 объемной доли, % пропана);
- световую сигнализацию о превышении концентрацией контролируемого газа сверх установленных порогов;
- отображение информации о работоспособности каждого канала;
- защиту газочувствительного сенсора от перегрузки;
- сигнализацию об обрыве линии связи с блоком датчика или неисправности блока датчика;
- коммутацию внешних электрических цепей для подключения до четырех независимых исполнительных устройств;
- возможность обмена информацией с ЭВМ по последовательному интерфейсу RS-232 для передачи информации о загазованности и дистанционного управления сигнализатором.

Сигнализатор предназначен для эксплуатации в средах с содержанием механических примесей (пыли, смол, масел) и агрессивных веществ (хлора, серы, фосфора, фтора, мышьяка, сурьмы и их соединений) в контролируемой среде не выше ПДК по ГОСТ 12.1.005.

Питание сигнализатора осуществляется от сети переменного тока напряжением от 187 до 242 В и частотой  $(50 \pm 1)$  Гц. Настройка сигнализатора на метан (СН<sub>4</sub>) либо пропан (С<sub>3</sub>Н<sub>8</sub>). Принцип действия сигнализатора основан на изменении сопротивления газочувствительного сенсора при воздействии на него газа.

*Рис. 1.23. Сигнализатор концентрации горючих газов СКГГ-1.*

Конструктивно прибор состоит из блока питания и сигнализации БПС и выносных блоков датчиков (Рис.1.25). Каждый блок датчика соединен с БПС двужильным кабелем, по которому осуществляется питание блока датчика и передача частотно-модулированной цифровой информации.



*Рис. 1.24. Внешний вид передней панели блока сигнализации БПС*

*Внешний вид передней и питания*

На информационном табло (1) отображается информация о состоянии каждого канала и концентрация газа в контролируемых точках. Светодиодные индикаторы (2)



отображают состояние пороговых устройств. Управление сигнализатором осуществляется с помощью кнопок (3).

Информация о состоянии первого канала отображается в верхнем левом углу информационного табло, второго канала – в верхнем правом, третьего – в нижнем левом, четвертого – в нижнем правом. Информационные надписи имеют следующие значения:



Рис.1.25. Блок датчика SKGT-1.

Число с двумя знаками после точки и символом "%" (0.45% на рис.1.24) отображает концентрацию газа в месте, установки блока датчика в процентах объемной доли.

Чередование значения концентрации с надписью "Порог N" свидетельствует о превышении концентрации в точках, установки блока датчика, установленного порога сигнализации. N – номер порога: 1, 2 или 3. Мигание надписи "Неиспр." свидетельствует о неисправности блока датчика соответствующего канала, либо обрыве линии связи с ним.

Мигание надписи "Откл." означает, что концентрация в месте установки датчика превысила допустимый диапазон измерения и канал был принудительно отключен. Включить канал можно нажатием клавиши "ПРОГРЕВ".

Немигающая надпись "Откл." означает, что канал отключен. На нижней панели расположены четыре вилки, маркированные соответственно "К1", "К2", "К3", "К4" (4), предназначенные для подключения искробезопасных цепей питания блоков датчиков.

## **2. Порядок проведения работы и оформления отчета.**

1. Ознакомиться с техническими характеристиками контрольно-измерительных приборов;
2. Изучить сведения об устройстве и принципе работы приборов, применяемых в системах газоснабжения.

## **3. Контрольные вопросы**

1. Что такое температура, и какими приборами она измеряется?
2. Термометры расширения стеклянные: принцип действия, устройство, работа, применение.
3. Что такое термометр сопротивления, и каков принцип его работы?
4. Принцип действия датчика-реле дилатометрического.
5. Что такое давление? Виды давления.
6. Как подразделяются приборы для измерения давления по назначению?
7. Каковы принцип действия и устройство жидкостных средств измерения давления?
8. Как устроен деформационный манометр, и каков принцип его работы?
9. Какими величинами определяют расход и количество газа?
10. Классификация проборов для измерения расхода и количества вещества.
11. Каков принцип действия и устройство ротаметра?
12. Какие приборы используют для определения наличия углекислого газа в воздухе помещений?
13. Какие приборы определяют состав газа? Характеристики, принцип действия, область применения.

## Лабораторная работа № 2

### ИЗУЧЕНИЕ РАБОТЫ ГАЗОРЕГУЛЯТОРНОЙ УСТАНОВКИ (ГРУ)

**Цель работы:** ознакомиться с назначением, классификацией и принципом работы оборудования газорегуляторных пунктов и установок (далее ГРП и ГРУ).

#### 1. Основные термины и определения

Газорегуляторным пунктом (установкой) называется комплекс технологического оборудования и устройств, предназначенный для понижения входного давления газа до заданного уровня и поддержания его на выходе постоянным. В зависимости от размещения оборудования газорегуляторные пункты подразделяются на несколько типов:

– газорегуляторный пункт шкафной (ГРПШ) – оборудование размещается в шкафу из несгораемых материалов;

– газорегуляторная установка (ГРУ) – оборудование смонтировано на раме и размещается в помещении, в котором расположена газоиспользующая установка, или в помещении, соединённом с ним открытым проёмом;

– пункт газорегуляторный блочный (ПГБ) – оборудование смонтировано в одном или нескольких зданиях контейнерного типа;

– стационарный газорегуляторный пункт (ГРП) – оборудование размещается в специально предназначенных зданиях, помещениях или на открытых площадках.

В зависимости от величины давления газа на входе ГРП и ГРУ классифицируются на:

- ГРП и ГРУ среднего давления (свыше 0,005 до 0,3 МПа);
- ГРП и ГРУ высокого давления (свыше 0,3 до 1,2 МПа).

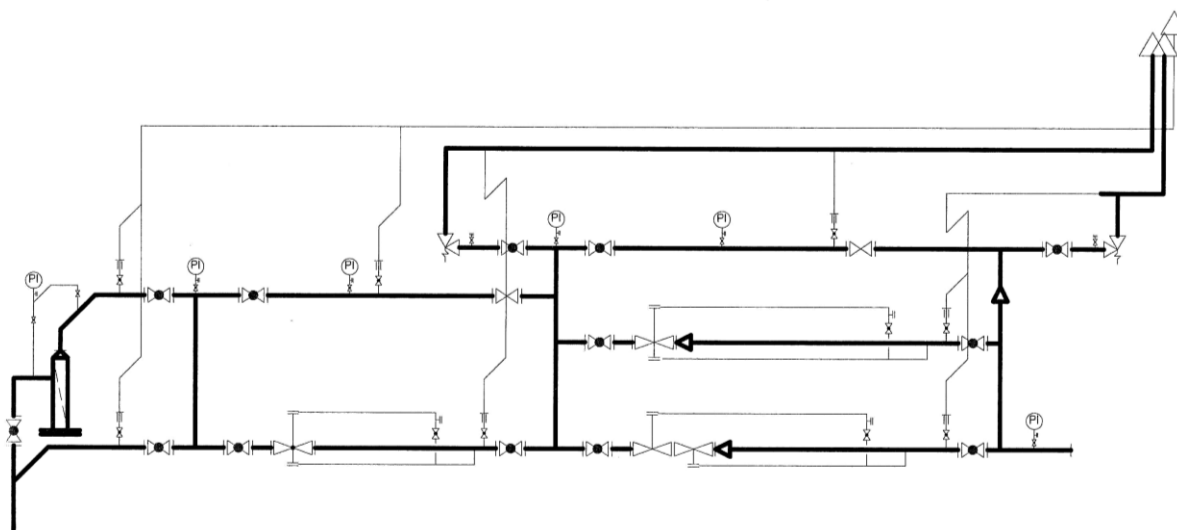


Рис.2.1. Функциональная схема газорегуляторной установки

ГРУ выполняют следующие функции:

- снижают давление газа до заданной величины (безопасной для потребителей);
- поддерживают заданное давление вне зависимости от изменений расхода газа и его давления перед регуляторными пунктами и установками;
- прекращают подачу газа при повышении или понижении его давления после регуляторных пунктов и установок сверх заданных пределов.

Основная технологическая линия состоит из следующего последовательно соединенного трубопроводами оборудования:

1. входного отключающего устройства (задвижка, шаровой кран);
2. фильтра газового (ФС, ФГ), очищающего газ от механических примесей и оборудованного манометрами для измерения перепада давления (по показаниям манометров судят о степени загрязненности фильтра) (рис. 2.2);

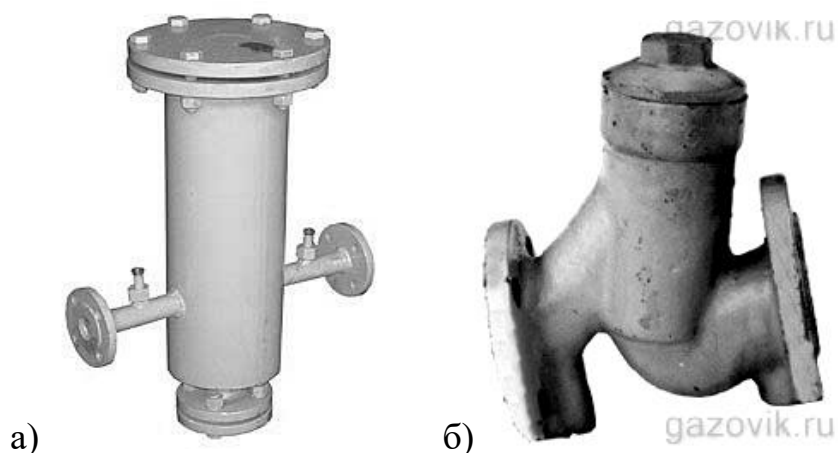


Рис.2.2. Фильтр газовый: а) – ФГ волосяной; б) – ФС сетчатый.

3. предохранительного запорного клапана (ПЗК), перекрывающего подачу газа в случае выхода из заданных пределов давления после регулятора (контролируемого через импульсную трубку) (рис.2.3);

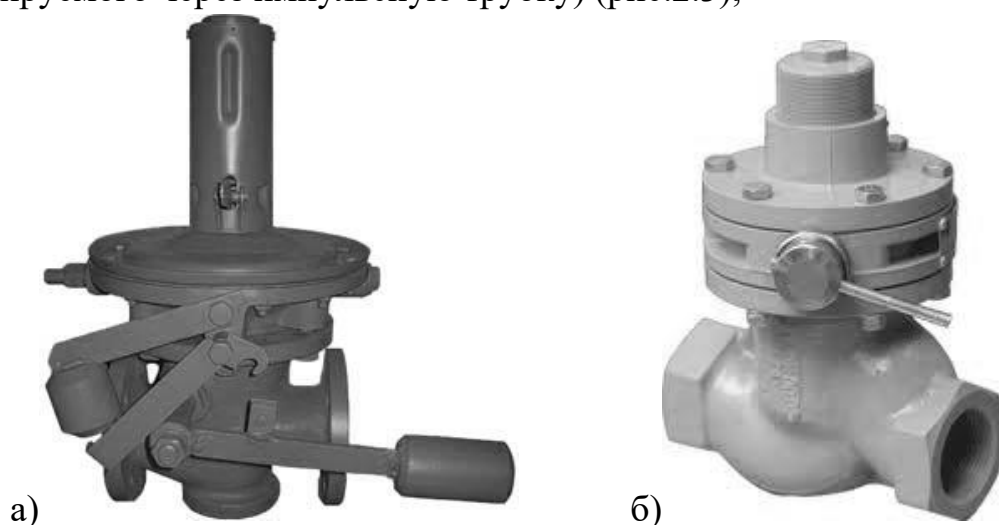
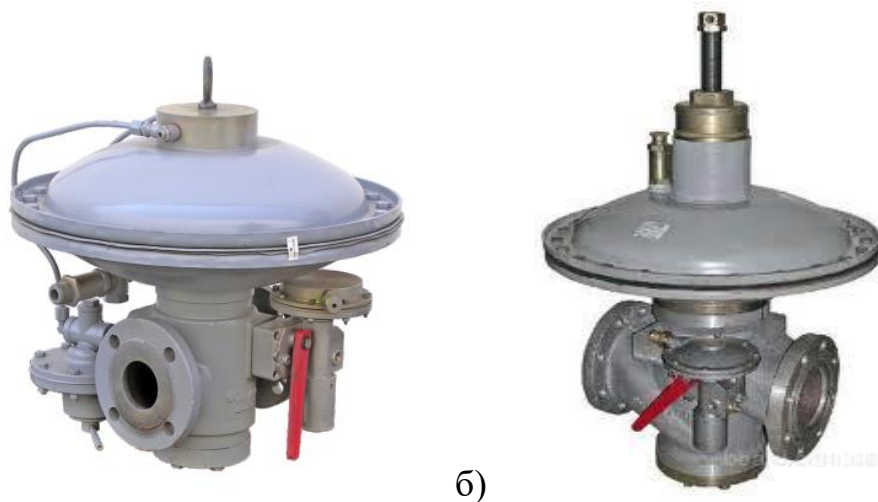


Рис 2.3. Клапан предохранительный запорный: а) – ПКН (ПКВ); б) – ПКК-40М .

4. регулятора давления газа, понижающего давление до требуемого (РГК, РДГПК) (рис. 2.4);



а)

б)

Рис.2.4. Регулятор давления газа: а) – РГК-50-02 комбинированный, с задатчиком управления и ПЗК; б) – РДГПК-50 комбинированный с ПЗК.

5. выходного отключающего устройства (задвижка, шаровой кран);
6. предохранительного сбросного клапана, стравливающего газ в атмосферу в случае кратковременного повышения давления сверх установленного (рис.2.5).



Рис. 2.5. Предохранительный сбросной клапан КПС – 50

Предохранительные клапаны должны действовать:

- а) при падении давления газа за регулятором ниже минимально допустимого, при котором обеспечивается нормальная работа газогорелочных устройств;
- б) при повышении давления газа за регулятором выше максимально допустимого, при котором обеспечивается нормальная работа газогорелочных устройств и на которое рассчитан данный газопровод.

## **2. Технологическая схема действия оборудования ГРУ.**

Газ высокого (0,3 – 1,2 МПа) или среднего (0,005 – 0,3 МПа) давления входит в ГРУ и после отключающего устройства проходит через фильтр, где очищается от пыли и механических примесей. Фильтр состоит из стального или чугунного

корпуса, внутри которого вставляются сменные кассеты. После фильтра газ через предохранительно-запорный клапан поступает в регулятор давления, где давление газа снижается до заданного значения.

Предохранительно-запорный клапан предназначен для автоматического прекращения поступления газа в сеть низкого или среднего давления при превышении давления сверх заданного значения.

После регулятора газ пониженного давления выходит через запорную арматуру в городскую газораспределительную сеть соответствующего давления. Чтобы во время ремонта оборудования ГРУ не было перерыва в газоснабжении, на технологической линии предусматривается обводной газопровод (байпас). Байпасная линия служит для ручного регулирования давления газа на период ремонта (замены) оборудования на основной линии и состоит из трубопровода с двумя отключающими устройствами (задвижками), оборудованного манометром для измерения давления.

На выходном газопроводе низкого давления после регулятора давления устанавливают предохранительный сбросной клапан, который сбрасывает избыток газа в атмосферу, предотвращая повышение давления газа после регулятора. Если избыток газа будет настолько велик, что пропускная способность предохранительного клапана будет недостаточной для его удаления, то срабатывает предохранительно-запорный клапан. Для замера давления в газопроводе до регулятора и после него служат показывающие и самопишущие манометры.

#### **4. Контрольные вопросы**

1. Назначение и классификация ГРП (ГРУ)?
2. Каков состав оборудования на основной технологической линии ГРУ?
3. Какие виды газовых фильтров вы знаете? Назначение.
4. Как определить степень засоренности фильтров?
5. Назовите предохранительные устройства ГРУ.
6. Каково назначение предохранительно-запорных клапанов?
7. Каково назначение предохранительного сбросного устройства?
8. Назначение регуляторов давления газа.
9. Для чего предусматривается байпасная линия на газопроводе?

## Лабораторная работа № 3

### УСТРОЙСТВО И ПРИНЦИП ДЕЙСТВИЯ ОСНОВНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ГАЗОРЕГУЛЯТОРНОЙ УСТАНОВКИ (ГРУ)

**Цель работы:** ознакомиться с конструкцией и принципом действия газовых фильтров и предохранительных устройств, применяемых в ГРП (ГРУ).

#### 1. Фильтры газовые.

Фильтры газовые предназначены для очистки газа от пыли, ржавчины, смолистых веществ и других твёрдых частиц. Качественная очистка газа позволяет повысить герметичность запорных устройств, а также увеличить межремонтное время эксплуатации этих устройств за счёт уменьшения износа уплотняющих поверхностей. При этом уменьшается износ и повышается точность работы расходомеров (счётчиков и измерительных диафрагм), особенно чувствительных к эрозии. Правильный выбор фильтров и их квалифицированная эксплуатация являются одним из важнейших мероприятий по обеспечению надёжного и безопасного функционирования системы газоснабжения.

По направлению движения газа через фильтрующий элемент все фильтры можно разделить на прямоточные и поворотные, по конструктивному исполнению – на линейные и угловые, по материалу корпуса и методу его изготовления – на чугунные (или алюминиевые) литые и стальные сварные.

При разработке и выборе фильтров особенно важен фильтрующий материал, который должен быть химически инертен к газу, обеспечивать требуемую степень очистки и не разрушаться под воздействием рабочей среды и в процессе периодической очистки фильтра.

По фильтрующему материалу серийно выпускаемые фильтры подразделяются на сетчатые и волосяные. В сетчатых используют плетёную металлическую сетку, а в волосяных – кассеты, набитые капроновой нитью (или прессованным конским волосом) и пропитанные висциновым маслом.

Сетчатые фильтры, особенно двухслойные, отличаются повышенной тонкостью и интенсивностью очистки. В процессе эксплуатации, по мере засорения сетки, повышается тонкость фильтрования при одновременном уменьшении пропускной способности фильтра.

У волосяных фильтров, наоборот, в процессе эксплуатации фильтрующая способность снижается за счёт уноса частиц фильтрующего материала потоком газа и при периодической очистке встряхиванием.

Для обеспечения достаточной степени очистки газа без уноса твёрдых частиц и фильтрующего материала скорость газового потока лимитируется и характеризуется максимально допустимым перепадом давления на сетке или кассете фильтра.

Для сетчатых фильтров максимально допустимый перепад давления не должен превышать 5000 Па, для волосяных – 10 000 Па. В фильтре до начала эксплуатации или после очистки и промывки этот перепад должен составлять для сетчатых фильтров 2000...2500 Па, а для волосяных – 4000 ...5000 Па. В конструкции фильтров предусмотрены штуцеры для присоединения приборов, с помощью которых определяется величина падения давления на фильтрующем элементе.

Работу сетчатого фильтра можно рассмотреть на примере фильтра типа ФС (рис. 3.1), где в качестве фильтрующего элемента используют однослойную плетёную металлическую сетку заводского изготовления, которую, придав ей цилиндрическую форму, припаивают к вставленному внутрь этого цилиндра каркасу.

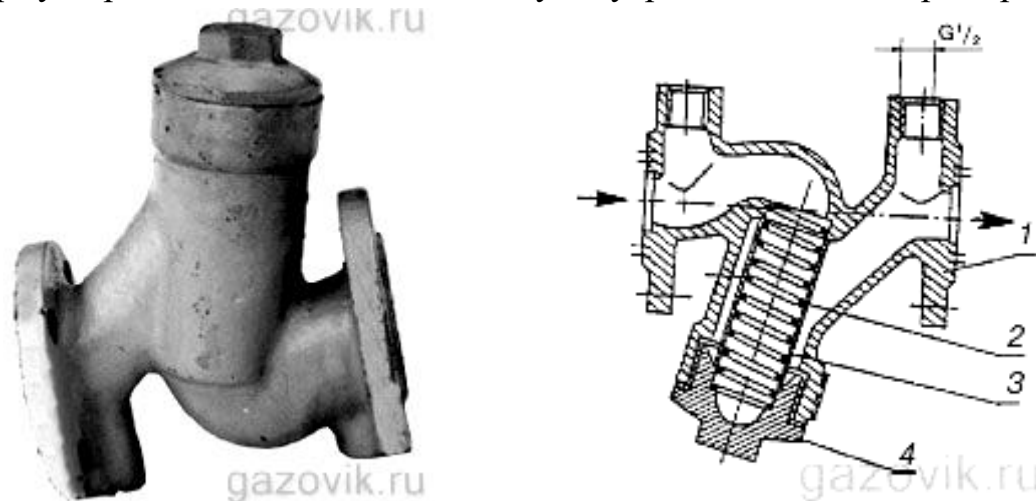


Рис. 3.1. Фильтр сетчатый типа ФС: 1 — корпус; 2 — кассета; 3 — сетка; 4 — пробка

В корпусе 1 расположена обойма, состоящая из проволочного каркаса (кассеты) 2 и обтягивающей её мелкоячеистой сетки 3. Обойма прижимается к выступам корпуса пробкой 4. Газ из входного патрубка фильтра поступает внутрь обоймы, на сетке которой задерживаются и частично ссыпаются вниз твёрдые частицы. Пройдя через сетку, очищенный газ попадает в выходной патрубок фильтра и из него направляется к основному оборудованию.

Для очистки фильтра при закрытых запорных устройствах до и после него вывёртывают пробку, из корпуса вынимают обойму и сетку тщательно промывают. Штуцеры 5 служат для подключения диффманометра.

Работу волосяного фильтра рассмотрим на примере фильтра типа ФГ (рис. 3.3).

В чугунном корпусе 1 фильтра находится кассета 3. Перед ней (по ходу газа) установлен отбойный лист (стальная пластина), который предотвращает повреждение кассеты крупными твёрдыми частицами. Торцевые части кассеты затянуты проволочными сетками, пространство между которыми набивается капроновой нитью (или прессованным конским волосом), пропитанной висциновым маслом, через набивку, которая должна быть однородной, без комков и жгутов, осуществляется его очистка. За кассетой расположена решётка (перфорированная металлическая



пластина), предохраняющая заднюю стенку от разрыва и уноса фильтрующего материала при превышении допустимого перепада давления.



Рис. 3.2. Фильтр газовый ФГ.

Сверху корпус перекрыт крышкой 2, закрепляемой болтами. Между крышкой 2 и корпусом 1 установлена прокладка 4. Штуцеры служат для подключения диффманометра 5 при измерении перепада давления.

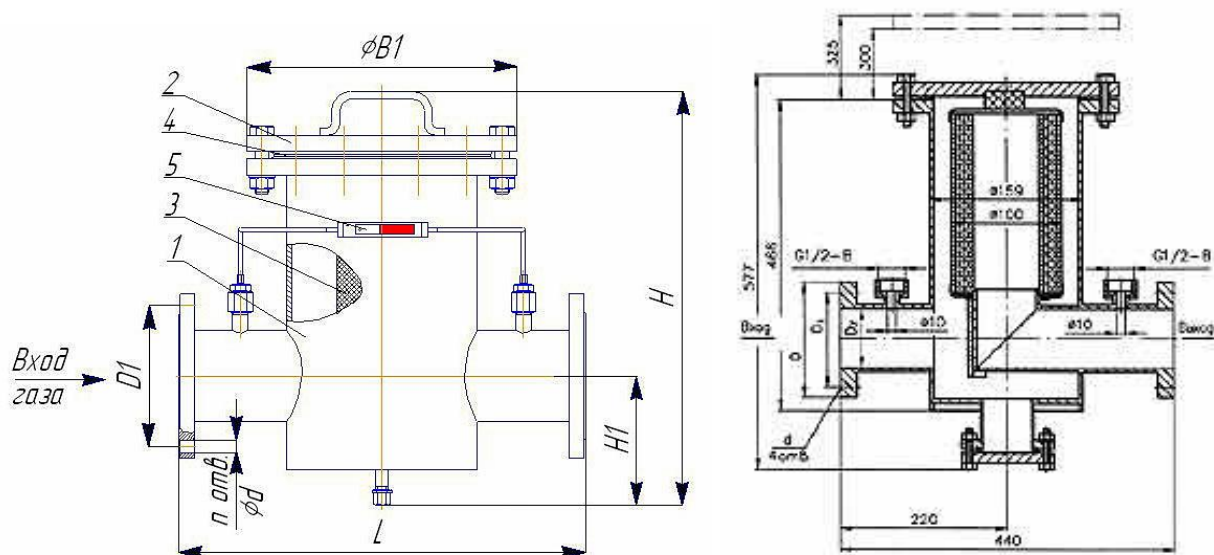


Рис.3.3. Фильтр газовый ФГ: 1 – корпус; 2 – отбойный лист; 3 – кассета; 4 – перфорированный лист; 5 – фильтрующий элемент; 6 – крышка; 7 – штуцеры; 8 – фланец

Для очистки фильтра при закрытых запорных устройствах до и после него снимают крышку 2, вынимают кассету 3.

Чистят кассету встряхиванием накопившихся твёрдых частиц и промыванием её в бензоле, ксилоле и других растворителях. Корпус волосяных фильтров, так же как и сетчатых, можно изготавливать из стали в сварном исполнении.

## **2. Предохранительные устройства.**

Повышение или понижение давления газа после регулятора давления сверх заданных пределов может привести к аварийной ситуации. При чрезмерном повышении

давления газа возможны отрыв пламени у горелок и появление в рабочем объеме газоиспользующего оборудования взрывоопасной смеси, нарушение герметичности, утечка газа в соединениях газопроводов и арматуры, выход из строя контрольно-измерительных приборов и т.д. Значительное понижение давления газа может привести к проскоку пламени в горелку или погасанию пламени, что при неотключении подачи газа вызовет образование взрывоопасной газозооушной смеси в топках и газоходах агрегатов и в помещениях газифицированных зданий.

Для предотвращения недопустимого повышения или понижения давления в ГРП (ГРПШ) устанавливаются быстродействующие предохранительные запорные клапаны (ПЗК) и предохранительные сбросные клапаны (ПСК).

### **2.1. Предохранительно-запорные клапаны**

ПЗК предназначены для автоматического прекращения подачи газа к потребителям в случае повышения или понижения давления сверх заданных пределов; их устанавливают после регуляторов давления. ПЗК срабатывают при «чрезвычайных ситуациях», поэтому самопроизвольное их включение недопустимо. До ручного включения ПЗК необходимо обнаружить и устранить неисправности, а также убедиться, что перед всеми газоиспользующими приборами и агрегатами запорные устройства закрыты. Если по условиям производства перерыв в подаче газа недопустим, то вместо ПЗК должна быть предусмотрена сигнализация оповещения обслуживающего персонала.

Отбор импульса контролируемого давления ПЗК надо делать рядом с точкой отбора импульса регулятора давления, т.е. на расстоянии от регулятора давления не менее пяти диаметров выходного газопровода.

Подключать импульсный трубопровод ПЗК к нижней части горизонтального участка газопровода недопустимо для предотвращения попадания конденсата.

*Предохранительный запорный клапан ПКН (ПКВ)* представлен на рис. 3.4.

Подъем клапана 9 осуществляется при помощи вилки 12, закреплённой на поворотном валу 13, на конце которого крепится рычаг 14. В клапане 9 имеется устройство, выполняющее функции перепускного клапана для выравнивания давления газа до и после клапана 9 в момент его открытия. При открытии клапана рычаг 14 зацепляется с анкерным рычагом 15, установленным на переходном фланце 2. Коромысло 16, установленное в крышке 3, одним концом соединяется с мембраной 4, а другим – с молотком 17.

Для открытия необходимо рычаг 14 поднять до зацепления его с анкерным рычагом 15. При этом клапан 9 поднимается и открывает проход газу, который из сети по импульсной трубке поступит под мембрану 4. Настройка клапанов на нижний диапазон срабатывания производится вращением штока 8, а на верхний диапазон – вращением пробки 6.

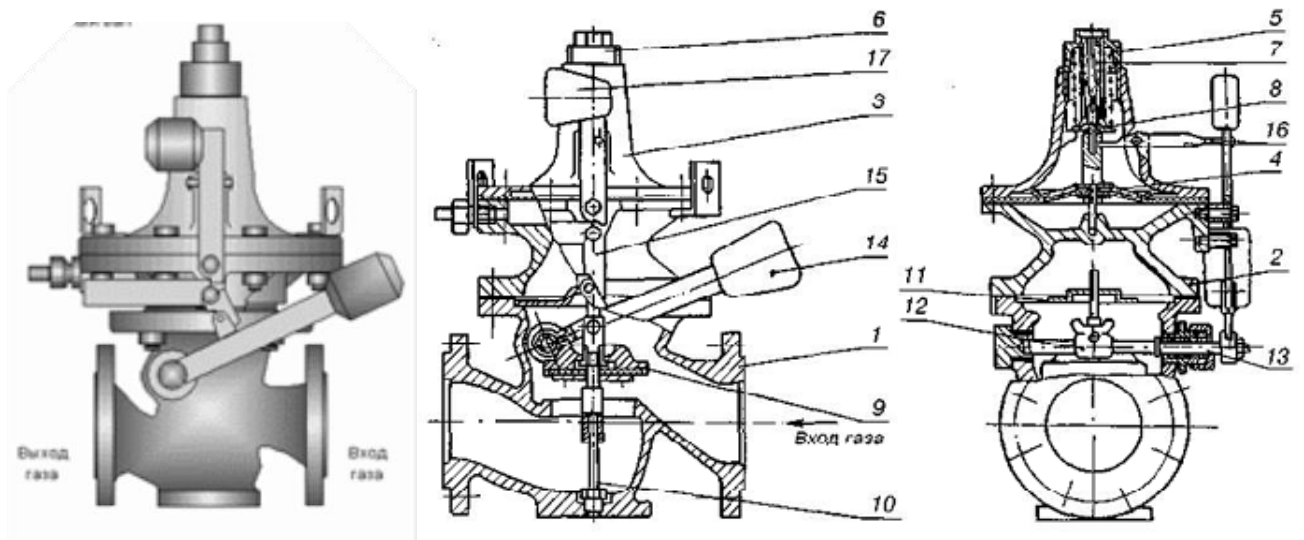
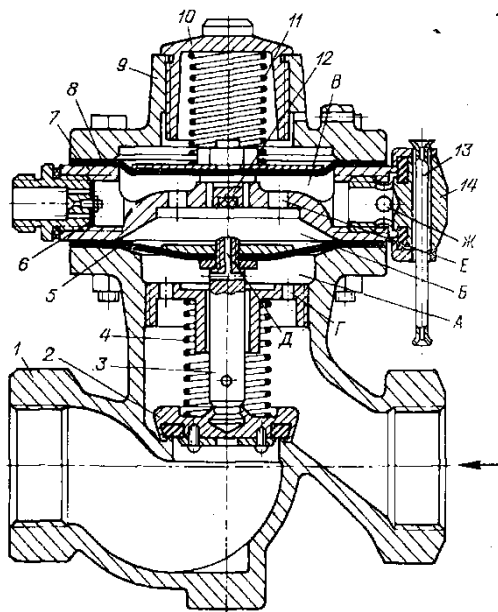


Рис. 3.4. Клапан предохранительный запорный ПКН (ПКВ): 1 – корпус; 2 – переходной фланец; 3 – крышка; 4 – мембрана; 5 – большая пружина; 6 – пробка; 7 – малая пружина; 8 – шток; 9 – клапан; 10 – направляющая стойка; 11 – тарелка; 12 – вилка; 13 – поворотный вал; 14 – рычаг; 15 – анкерный рычаг; 16 – коромысло; 17 – молоток

Если контролируемое давление газа возрастает выше верхнего предела, установленного большой пружиной 5, мембрана 4, преодолевая усилие этой пружины, пойдёт вверх и повернет коромысло 16, наружный конец которого выйдет из зацепления с упором молотка 17. Под действием груза молоток 11 упадёт и ударит по свободному концу анкерного рычага 15, который освободит рычаг 14, укрепленный на валу, и клапан 9 под действием собственного веса и веса груза рычага 14 опустится на седло корпуса 1 и перекроет проход газу. Если контролируемое давление газа упадёт ниже заданного нижнего предела, установленного малой пружиной 7, мембрана 4 под действием этой пружины пойдёт вниз и опустит внутренний конец коромысла 16. При этом наружный конец коромысла 16 выйдет из зацепления с упором молотка, который упадёт и закроет клапан.

#### **Запорно-предохранительный клапан ПКК-40М**

В шкафных ГРУ монтируется малогабаритный запорно-предохранительный клапан ПКК-40М, который рассчитан на входное давление 0,6 МПа. Чтобы открыть клапан требуется отвинтить пусковую пробку 14 (рис. 3.5), тогда импульсная камера клапана сообщается с атмосферой через отверстие Ж. В процессе давления газа мембрана 5, шток 3 и клапан 2 перемещаются вверх, и когда мембрана находится в крайнем верхнем положении, резиновым уплотнением 12 прикрывается отверстие Д в штоке клапана 3, при этом прекращается поступление газа из корпуса в импульсную камеру В. Импульсная камера В соединена с надмембранным пространством Б отверстием Е. Подмембранное пространство А находится под входным давлением через отверстия Г.



*Рис. 3.5. Предохранительный клапан ПКК-40М: 1 – корпус; 2 – клапан; 3 – шток клапана; 4, 11 – пружина; 5, 8 – мембрана; 6, 7 – штуцер импульсного трубопровода; 9 – крышка клапана; 10 – регулировочный стакан; 12 – резиновое уплотнение; 13 – ручка пусковой пробки; 14 – пусковая пробка.*

После чего пусковую пробку заворачивают. По открытому клапану газ подается на регуляторы давления, а затем по импульсной трубке поступает в камеру В. При повышении более за регуляторами давления газа сверх установленных пределов мембрана 8 переместится вверх, вне зависимости от упругости пружины 11, в результате чего, прикрытое ранее резиновым уплотнением 12 отверстие Д откроется. Поднимаясь, верхняя мембрана 8 упирается своим диском в крышку, при этом нижняя, находясь под действием пружины 4 и массы клапана со штоком, опускается вниз, в результате чего клапан закрывает проход газа.

## **2.2. Предохранительно-сбросные клапаны**

Для сброса газа за регулятором в случае кратковременного повышения давления газа сверх установленного должны применяться предохранительные сбросные клапаны (ПСК).

ПСК – это закрытая в эксплуатационном состоянии арматура; она открывается на краткий период времени, а после достижения давления в контролируемой точке номинального значения автоматически закрывается.

ПСК могут быть пружинные и мембранные. Пружинные ПСК должны быть снабжены устройством для их принудительного открытия и контрольной продувки с целью предотвращения прилипания, примерзания и прилипания золотника к седлу, а также для удаления твёрдых частиц, попавших между уплотнительными поверхностями.

ПСК подразделяются на полноподъёмные и малоподъёмные. У малоподъёмных клапанов (типа ПСК) открытие затвора происходит постепенно, пропорционально увеличению давления в контролируемой точке газопровода. Полноподъём-

ные клапаны (СППКР4Р-16) открываются полностью и резко, рывком, и также резко, с ударом золотника о седло, закрываются при понижении давления, т.е. имеют двухпозиционное положение: закрыто и открыто.

При достижении максимально допустимого давления настройки затвор ПСК должен безотказно открываться до полного подъёма, в открытом положении работать устойчиво. Затвор должен закрываться при понижении давления до номинального или ниже его на 5 % и обеспечивать герметичность. В случае запаздывания закрытия затвора давление газа в сети может значительно понизиться, что может привести к нарушению режима работы системы, а также выбросу в атмосферу относительно большого количества газа.

У малоподъёмных ПСК при закрытии затвора после сброса необходимого количества газа трудно достигнуть герметичности затвора, так как для этого бывает необходимо приложить усилие большее, чем в режиме «закрыто». Такие ПСК прекращают сброс газа только после уменьшения давления до 0,8...0,85 % рабочего давления, что приводит к постоянному или длительному сбросу газа в атмосферу.

Главным преимуществом мембранных ПСК является наличие в их конструкции эластичной мембраны, выполняющей роль чувствительного элемента. Если в пружинных клапанах золотник выполняет функции и чувствительного элемента, и запорного органа, то в мембранных клапанах золотник выполняет только запорные функции. Мембрана позволяет увеличить чувствительность ПСК в целом и расширить область их использования, включая низкое давление газа. ПСК должны обеспечивать открытие при превышении установленного рабочего давления не более чем на 15 %.

**Мембранно-пружинный сбросной клапан КПС.** Мембранно-пружинный сбросной клапан в отличие от гидрозатвора имеет меньшие габариты и может работать на низком и среднем давлениях. Его выпускают в двух вариантах: КПС-25 и КПС-50, которые отличаются друг от друга только габаритами и пропускной способностью. Его части (Рис.3.6): корпус 1, клапан 4, мембрана 2, пружина 5 и регулировочный винт 6.

Газ из газопровода после регулятора поступает на мембрану ПСК. Если давление газа оказывается больше давления пружины 5 снизу, то мембрана 2 отходит вниз, клапан 4 открывается и газ идет на сброс. Как только давление газа станет меньше усилия пружины 5, клапан 4 закрывается. Сжатие пружины 5 регулируют винтом 6 в нижней части корпуса 3. Для установки ПСК на газопроводах низкого или высокого давления подбирают соответствующую пружину из комплекта этого клапана.

Направляющие клапана сбросного клапана ПСК-25 выпускаются в виде крестовины и перемещаются внутри седла. Надежность работы клапана ПСК во многом зависит от качества сборки.

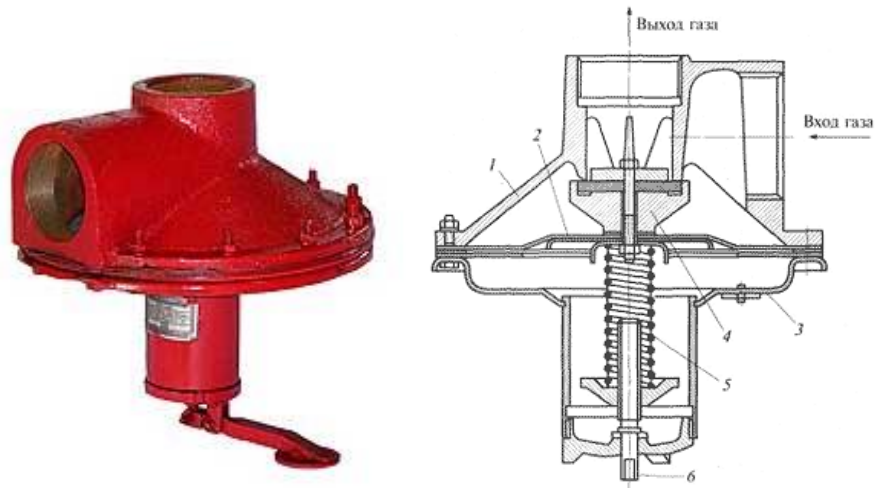


Рис. 3.6. Предохранительный клапан КПС – 50

Предохранительные клапаны должны действовать:

- а) при падении давления газа за регулятором ниже минимально допустимого, при котором обеспечивается нормальная работа газогорелочных устройств;
- б) при повышении давления газа за регулятором выше максимально допустимого, при котором обеспечивается нормальная работа газогорелочных устройств и на которое рассчитан данный газопровод.

### **3. Порядок проведения работы**

1. Ознакомиться с литературой, наиболее полно отражающей номенклатуру, выбор и принцип работы газовых фильтров, предохранительно-запорных клапанов и предохранительно-сбросных устройств.

2. Представить отчёт по работе, который должен содержать основы теории устройства и особенностям работы газовых фильтров, предохранительно-запорных клапанов и предохранительно-сбросных устройств.

### **4. Контрольные вопросы**

1. Какие виды газовых фильтров вы знаете? Основные отличия. Назначение.
2. Дайте характеристику сетчатым фильтрам: устройство и принцип работы.
3. Дайте характеристику волосяным фильтрам: устройство и принцип работы.
4. Какие требования предъявляются при разработке и выборе фильтров?
5. Как определить степень засоренности фильтров? Каков максимально допустимый перепад давления на фильтре?
6. Какие предохранительные устройства ГРП вы знаете? Каково назначение предохранительных устройств?

7. Каков принцип работы предохранительно-запорного клапана ПКН (ПКВ)?
8. Каков принцип работы предохранительно-запорного клапана ПКК-40?
9. Каково назначение предохранительного сбросного устройства?
10. Охарактеризуйте устройство и принцип работы пружинного сбросного клапана КПС-50.
11. Когда должны срабатывать предохранительно-сбросные устройства?

## Лабораторная работа № 4

### УСТРОЙСТВО И ПРИНЦИП ДЕЙСТВИЯ РЕГУЛЯТОРОВ ДАВЛЕНИЯ ГАЗА

**Цель работы:** ознакомиться с конструкцией и принципом действия регуляторов давления газа, применяемых в ГРП (ГРУ).

#### 1. Основные положения теории

Регуляторы давления (далее регуляторы) являются основным элементом ГРП (ГРУ), предназначенным для автоматического понижения давления газа от начального (входного)  $P_1$  до расчетного (выходного)  $P_2$  и поддержания последнего постоянным в заданном диапазоне (с учетом неравномерности регулирования) независимо от изменения расхода газа и колебаний входного давления  $P_1$  в определенных пределах. Конструктивное исполнение и размеры регуляторов определяются условиями их эксплуатации, расчетной пропускной способностью, входным и выходным давлением, характеристикой регулируемого объекта (системы газопроводов).

Регулятор может поддерживать заданное давление газа в контролируемой точке газопровода, расположенной после регулятора или до него. В первом случае регулятор называют регулятором «после себя», во втором — регулятором «до себя». В ГРП (ГРУ) городских систем газоснабжения, промышленных, коммунальных и бытовых объектов применяют регуляторы только типа «после себя».

Регулятор поддерживает постоянным (в заданном диапазоне) только один из этих параметров — давление газа. Причем это постоянство сохраняется в одной определенной точке газопровода, которая соединена импульсной трубкой с чувствительным элементом регулятора и которую называют контролируемой точкой. Постоянство давления в контролируемой точке (при неизменном входном давлении в регулятор) сохраняется до тех пор, пока отбор газа от объекта потребителями равен притоку газа к объекту через регулятор. Если это равенство существует, то объект находится в равновесии.

К основным функциям регулятора следует отнести:

- а) снижение давления газа (дросселирование) от входного  $P_1$  до расчетного выходного  $P_2$  в контролируемой точке;
- б) поддержание постоянства  $P_2$  в заданных пределах при установившемся режиме работы объекта регулирования;
- в) восстановление  $P_2$  в заданные пределы после возмущения, нарушившего установившийся режим.

Регуляторы давления классифицируют по назначению, характеру регулирующего воздействия, характеру связи между входной и выходной величиной, способу воздействия на регулирующий клапан и т. д.



Кроме того, регуляторы давления могут различаться устройством, диапазоном входных и выходных давлений, способами настройки, регулировки и т.д.

На сегодняшний день регуляторы давления производят порядка десяти отечественных производителей, а их разновидностей насчитывается более 40.

Рассмотрим устройство регуляторов давления, получившие на сегодняшний день наибольшее распространение. В системах газораспределения наиболее распространены следующие типы регуляторов давления (по виду нагрузки): регуляторы прямого действия с пружинной и рычажно-пружинной нагрузками и регуляторы непрямого действия с командным прибором (пилотом).

Первая группа — это беспилотные регуляторы типа РД-32М, РД-50М, РДНК-400 (рис. 4.1а). Для них характерно наличие рычажной системы передачи усилия от рабочей мембраны на регулирующий клапан.

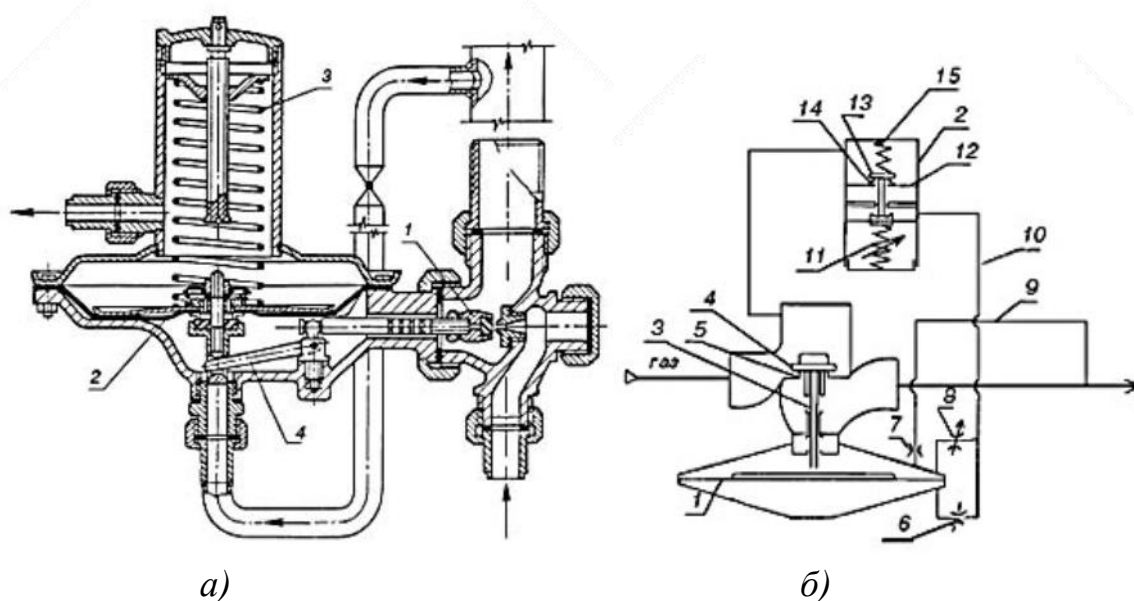


Рис. 4.1. а) регулятор с рычажной передачей: 1 — регулирующий клапан; 2 — рабочая мембрана; 3 — настроечная пружина; 4 — коленчатый рычаг; б) регулятор с пилотом: 1 — мембрана; 2 — пилот (регулятор управления); 3 — шток; 4 — клапан; 5 — седло; 6, 7, 8 — регулируемые дроссели; 9, 10 — импульсные трубопроводы; 11 — регулировочная пружина пилота; 12 — мембрана пилота; 13 — клапан пилота; 14 — седло; 15 — возвратная пружина.

У беспилотных регуляторов первой группы органом настройки регулируемого выходного давления является настроечная пружина, воздействующая на рабочую мембрану.

Вторая группа регуляторов — устройства типа РДУК2, РДБК1, РДГ (рис. 4.1б). Их характерная особенность — наличие регулятора управления (пилота). Процесс регулирования определяется взаимодействием выходного давления на рабочую мембрану, подаваемого из пилота в подмембранное пространство.

Пилотные регуляторы имеют достаточно широкие интервалы входного и выходного давления и пропускной способности. Эти факторы обеспечиваются воздействием

на рабочую мембрану регулятора подмембранного управляющего давления, создаваемого пилотом, вместо непосредственного воздействия настроечной пружины на мембрану.

По сравнению с пружинными регуляторами прямого действия, пилотные имеют следующие преимущества:

- возможность обеспечения достаточно широких интервалов выходного регулируемого давления 0,01–0,06 МПа и 0,06–0,6 МПа;
- обеспечение достаточно большой пропускной способности;
- возможность в ряде случаев перенастройки регуляторов на рабочие параметры без прекращения подачи газа к потребителям.

## 2. Регулятор давления газа РДБК-1

Регуляторы давления блочные конструкции Казанцева РДБК обеспечивают равномерность выходного давления, в несколько раз меньшую, чем у РДУК-2. Температура окружающей среды от  $-30$  до  $+60$  °С. Регуляторы РДБК предназначены для редуцирования высокого и среднего давления до значения необходимого потребителю и поддержания заданного давления "после себя" на заданном уровне для природных, искусственных и других неагрессивных газов.

Регуляторы РДБК-1 выполняются в двух исполнениях: регулятор РДБК-1П, регулятор РДБК-1. В регуляторах РДБК1 и РДБК1П в качестве исполнительных органов использованы конструктивно идентичные регулирующие односедельные клапаны.

Регуляторы РДБК1, РДБК1П при одновременном изменении расхода газа в диапазоне 10-100% от максимального и выходного давления на величину  $\pm 25\%$  изменяют выходное давление на величину не более  $\pm 10\%$  от настроечного выходного давления.

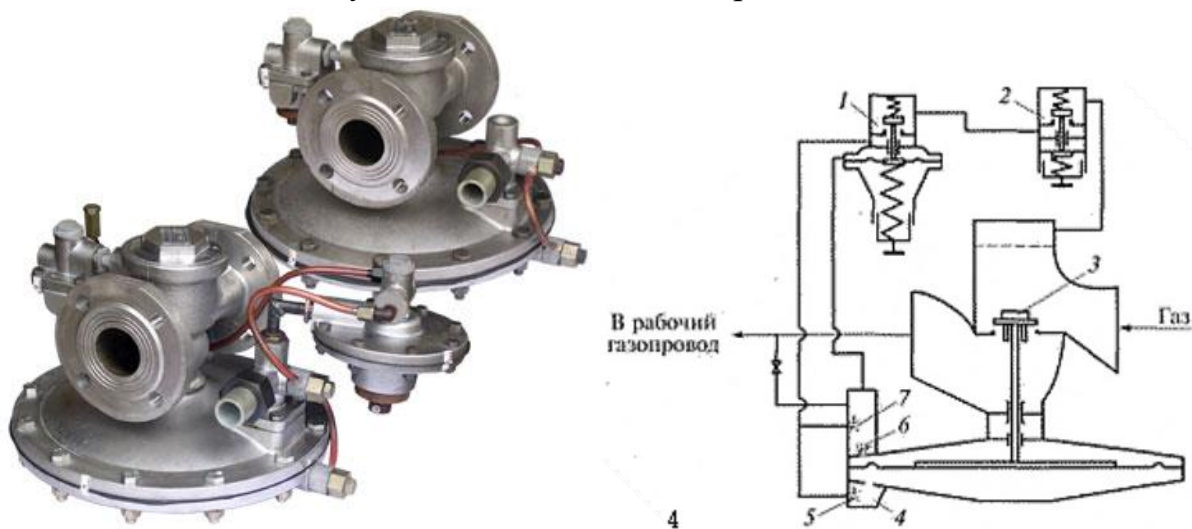


Рис. 4.2: Регулятор давления РДБК-1 блочный конструкции Ф.Ф.Казанцева: 1 — пилот (регулятор управления); 2 — стабилизатор; 3 — регулятор давления; 4 — импульсная колонка; 5 — 7 — регулируемые дроссели.

Минимальное входное давление 50 кПа.

Максимальное входное давление: для  $Dy = 20$  мм – 1,6 МПа; для  $Dy = 50$  (100) мм – 1,2 МПа.

Выходное давление от 1 до 60 кПа.

Регулятор давления РДБК-1 (блочный, конструкции Ф.Ф.Казанцева) (рис. 4.2) состоит из трех узлов: регулятора управления (пилот) 1, стабилизатора 2 и регулятора давления 3. По конструкции РДБК-1 аналогичен клапану РДУК-2 и отличается наличием импульсной колонки 4 с тремя регулируемыми дросселями 5-7.

#### **Устройство регулятора (Рис. 4.3):**

Регулирующие клапаны 1 регуляторов имеют фланцевый корпус вентиляного типа. К нижней части корпуса крепится мембранный привод. В центральное гнездо тарелки упирается толкатель, а в него шток клапана, передающие вертикальное перемещение мембраны клапану регулятора. Над клапаном расположен фильтр, служащий для очистки газа, идущего к регулятору управления (пилоту) 6. Сверху корпус закрыт крышкой.

Стабилизатор 4 создает при работе регулятора постоянный перепад давлений на пилоте 6, что делает работу регулятора малозависимой от колебаний входного давления. Стабилизатор не поддерживает после себя постоянное давление, т.к. его подмембранное пространство соединено с подмембранным пространством регулятора 1, а обеспечивает только постоянство перепада давления в пилоте 6.

Регулятор управления (пилот) 6 непрямого действия является командным прибором и поддерживает постоянное давление за регулятором посредством изменения давления в подмембранной полости регулятора независимо от изменений расхода и входного давления. В корпусе пилота установлена пружина для настройки регулятора на заданное выходное давление.

Газ под входным давлением поступает в стабилизатор 4, а после него в регулятор управления (пилот) 6. Стабилизатор создает при работе постоянный перепад давлений на регуляторе управления (пилоте), что делает работу регулятора мало зависимой от колебаний входного давления.

Корпус регулятора имеет импульсную колонку 16, куда подведена импульсная трубка выходного давления 12. Здесь же установлены регулируемые дроссели 13, 14. Регулируемые дроссели служат для настройки на спокойную (без автоколебаний) работу регулятора без его отключения. Регулируемые дроссели 17 и 19 (Рис.4) включает корпус, иглу с прорезью и пробку

Дроссель 19 из подмембранной камеры регулятора служит для поднастройки регулятора при возникновении вибрации.

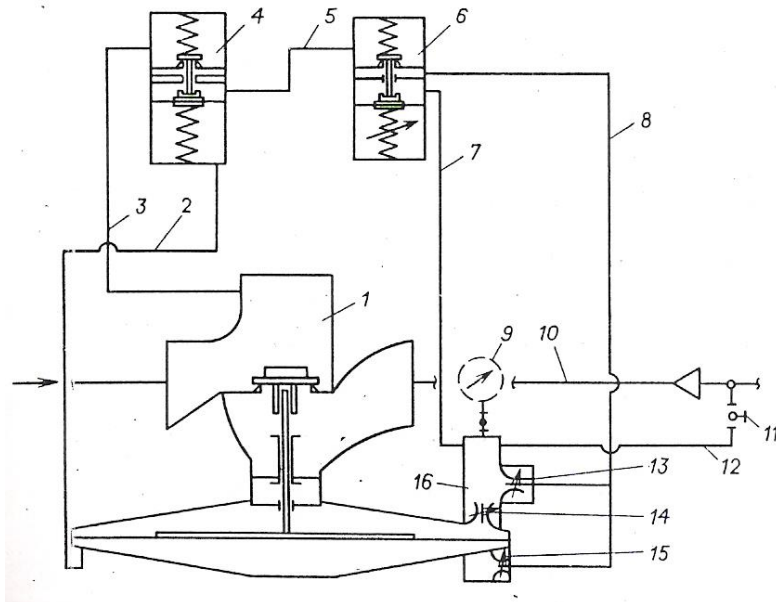


Рис. 4.3. Регулятор РДБК-1: 1 — корпус регулирующего клапана; 4 — стабилизатор; 6 — регулятор управления (пилот); 2,3,5,7,8,12 — импульсный трубопровод; 9 — манометр; 10 — газопровод; 11 — кран; 13-15 — регулируемые дроссели; 16 — колонка импульсная.

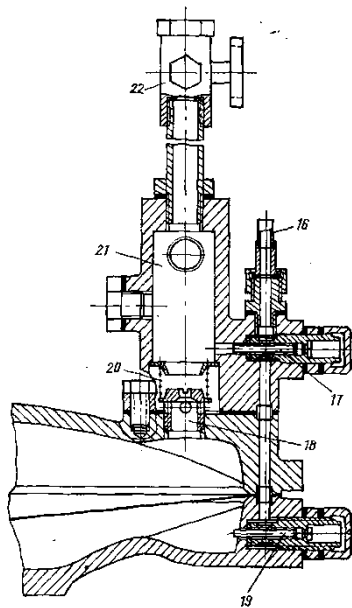


Рис. 4.4. Устройство импульсной колонки.

### Работа механизмов регулятора:

Газ входного давления поступает к стабилизатору 4 (Рис.4.3), а от него к пилоту 6. От пилота газ через регулируемый дроссель 15 поступает под мембрану регулируемого клапана 1 и через второй регулируемый дроссель 13 в надмембранное пространство регулятора. Надмембранная камера регулирующего клапана 1 и надмембранная камера пилота 6 находятся под воздействием выходного давления. Надмембранная камера пилота 6 через дроссель 14 связана импульсными трубками 7 и 12 с газопроводом 10 за регулятором. Благодаря непрерывному потоку газа через дроссель 15 давление в подмембранной камере всегда больше выходного давления.

Перепад давлений на мембране пилота 6 образует подъемную силу мембраны, которая при любом установившемся режиме работы регулятора устанавливается перепадом давления на основном клапане 1, и весом подвижных частей.

Любое отклонение выходного давления вызывает перемещение мембраны и клапана пилота 6. При этом меняется расход газа, а следовательно и давление под мембраной регулирующего клапана 1. Таким образом, при любом отклонении выходного давления от заданного, изменение давления под мембраной регулирующего клапана вызывает перемещение основного клапана в новое равновесное состояние, при котором выходное давление восстанавливается.

### **3. Регулятор давления газа, комбинированный, РГК 150**

Регулятор давления газа, комбинированный, РГК 50, с задатчиком управления и предохранительно-запорным клапаном предназначен для редуцирования и поддержания заданного давления природных, искусственных, углеводородных и других неагрессивных газов, для автоматического перекрытия подачи газа при выходе контролируемого (выходного) давления за установленные верхний и нижний пределы.

Регулятор устанавливается в узлах редуцирования ГРП, ШРП, ГРУ, промышленных объектов и других системах газоснабжения.

- Условный проход входного и выходного патрубка DN, мм 50
- Диаметр седла клапана (регулятора и предохранительно запорного), мм 50
- Входное давление PN, МПа 0,3 – 1,2
- Диапазон настройки выходного давления ( $P_{\text{вых}}$ ), МПа 0,0016-0,005
- Пределы настройки автоматического перекрытия подачи газа при изменении выходного давления, МПа: нижний ( $P_{\text{ни}}$ )  $0,0003 \leq P_{\text{ни}} \leq 0,5P_{\text{вых}}$ ; верхний ( $P_{\text{вп}}$ )  $P_{\text{вп}} \leq 1,25 P_{\text{вых}}$
- Макс. пропускная способность при входном давлении 1,2 МПа, м<sup>3</sup>/ч, не менее 5000

#### **Устройство регулятора:**

Регулятор РГК-50-02 (Рис.4.5) состоит из корпуса 1, с входным и выходным патрубками, крышек 2 и 3, задатчика управления 4, дросселей 5 и 6, механизма настройки предохранительно-запорного клапана (ПЗК) 7, импульсных трубок 8 и 9, перепускной трубки 10.

В корпусе регулятора 1 (Рис.4.6) установлена втулка 2, нижняя часть которой является седлом клапана регулятора 3, верхняя – седлом предохранительно-запорного клапана 4.

Клапан регулятора представляет собой поршень, движущийся в направляющей 5 вместе со штоком 6. Максимальный ход клапана регулятора равен 14 мм. Отверстия в клапане предназначены для выравнивания усилий, действующих на открытие и закрытие клапана.

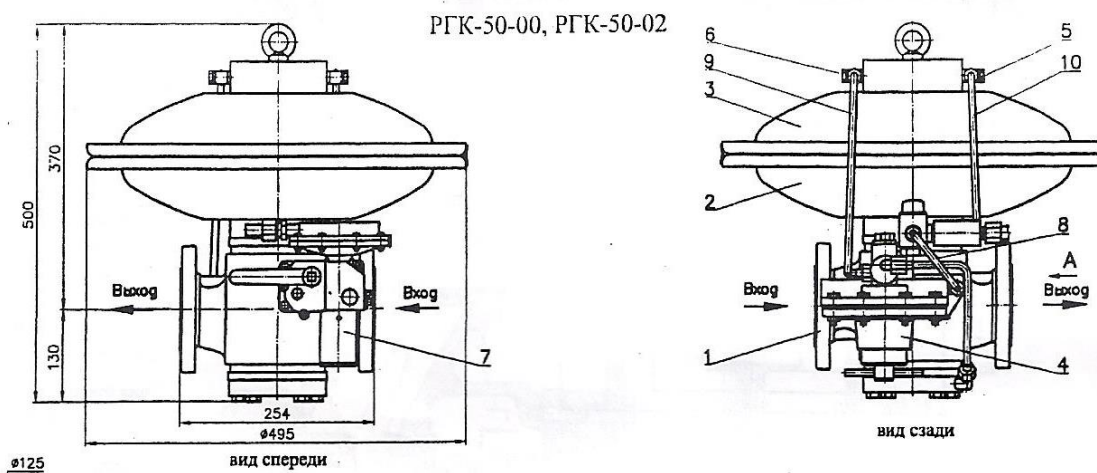


Рис. 4.5. Регулятор давления газа, комбинированный, РГК-50-02, с задатчиком управления и предохранительно-запорным клапаном

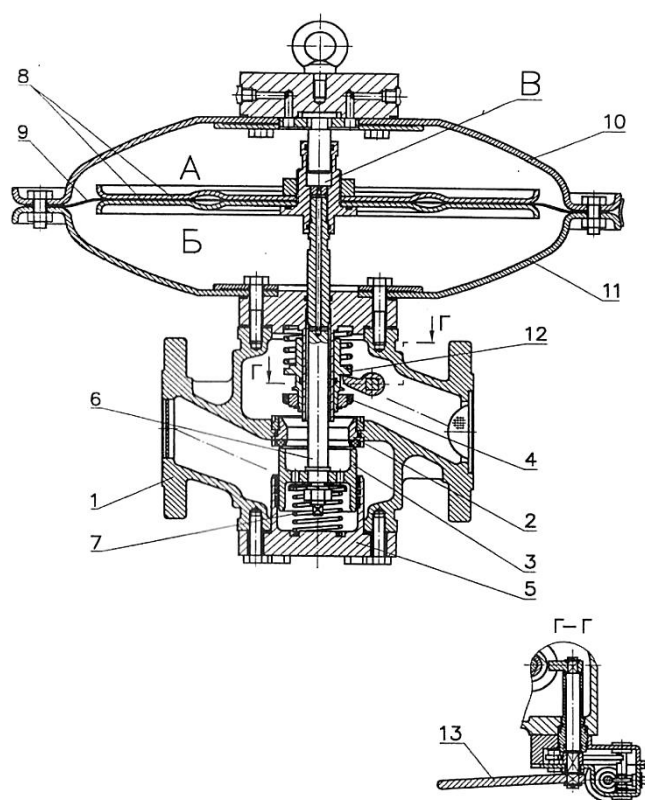


Рис. 4.6. Конструктивное решение регулятора РГК-50-02.

Пружина 7 предназначена для закрытия клапана до поступления управляющего сигнала. Шток 6 жестко соединен с тарелками 8 и мембраной 9. Мембрана 9 разделяет объем, образованный крышками 10 и 11 на плоскости А и Б. В плоскость А поступает управляющий сигнал, в плоскость Б импульс выходного давления.

Через отверстия в штоке импульс от входного давления попадает в полость В, где создаются усилия, компенсирующие колебания входного давления.

Предохранительно-запорный клапан установлен на втулке 12, которая передвигается от крайнего нижнего положения «Закрыто» до крайнего верхнего положения

«Открыто». Клапан закрывается автоматически, открывается вручную при помощи рукоятки 13, установленной в механизме настройки ПЗК.

Механизм настройки ПЗК (Рис. 4.7) состоит из корпусов 1 и 2, крышек верхней 3 и нижней 4. Крышки 3 и 4 с мембраной 5, тарелкой 6, штоком 7, роликом 8, регулировочными пружинами 9 и 10 образуют регулировочное устройство механизма настройки ПЗК. Рукоятка взвода 17 установлена на вращающейся оси 18.

При вращении рукоятки по часовой стрелке до горизонтального положения рычаг 13 приподнимает анкер 14, который входит в зацеп с осью 15, т.е. клапан открывается.

### Работа механизмов регулятора:

Газ (Рис. 4.8) через входной патрубок подается в регулятор и через штуцер на задатчик управления ЗУ. Регулировочным стаканом ЗУ создается давление управления. По импульсному трубопроводу давление управления подается в надмембранную полость А, где воздействуя на регулировочную мембрану создает усилие для перемещения клапана регулятора вниз, т.е. создает кольцевой зазор между седлом и клапаном, где происходит дросселирование газа, уменьшение давления до номинального значения.

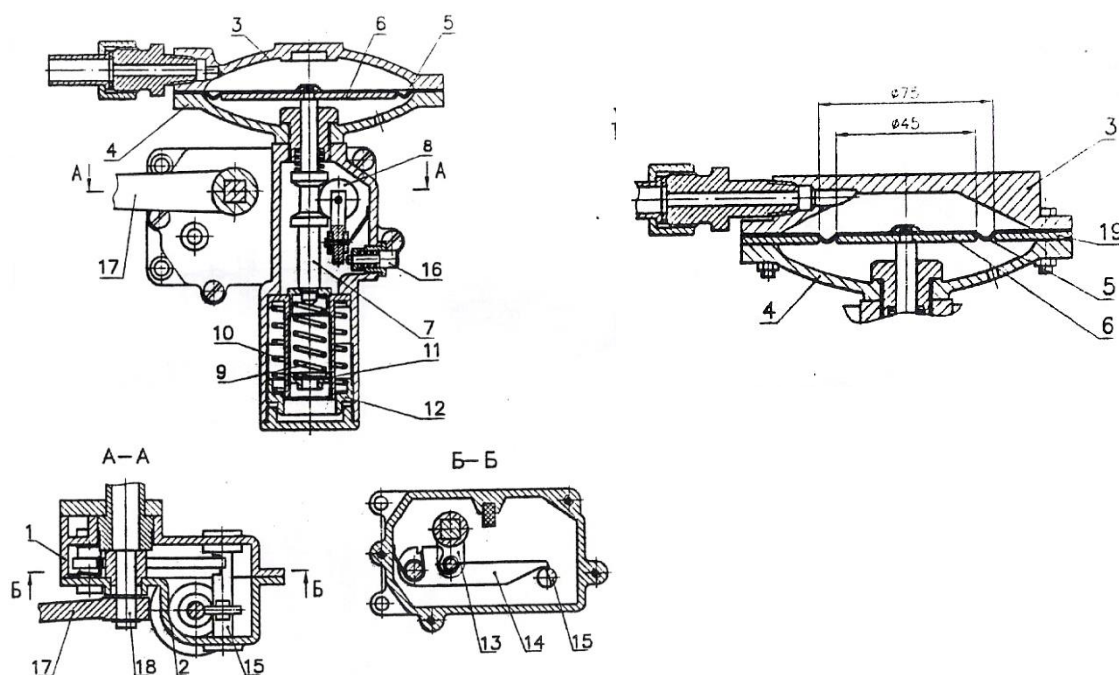


Рис. 4.7. Механизм настройки ПЗК регулятора

Для поддержания выходного (номинального) давления на постоянном уровне подмембранная полость Б соединена импульсным трубопроводом с выходным трубопроводом. При изменении расхода в системе изменяется выходное давление, которое, воздействуя на регулировочную мембрану, изменяет усилие для перемещения клапана, т.е. поддерживает постоянный кольцевой зазор.

По импульсному трубопроводу, от импульсного штуцера регулятора, газ поступает в надмембранную полость ЗУ. Изменение выходного давления регулятора влечет

за собой изменение давления управления, которое в свою очередь, поступая в полость А и воздействуя на регулировочную мембрану, изменяет усилие для перемещения клапана, т.е. поддерживает постоянный кольцевой зазор.

Каждому значению выходного давления соответствует определенное значение давления управления.

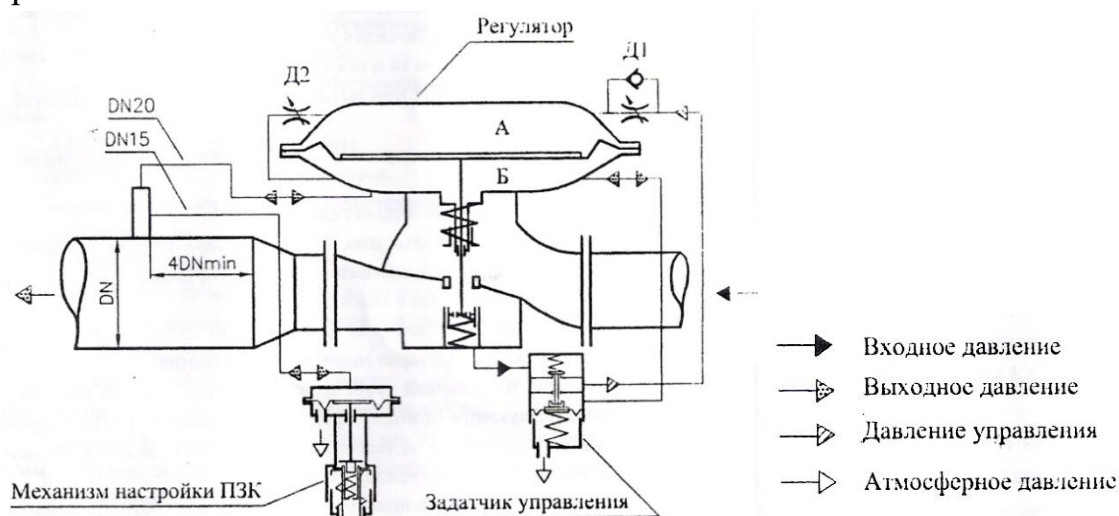


Рис. 4.8. Схема работы регулятора РГК-50

Дроссель Д1 предназначен (Рис. 4.5 позиция 6) предназначен для устранения колебаний выходного давления. Дроссель Д2 (Рис.4.5 позиция 5) предназначен для перепуска давления управления из полости А в полость Б при настройке выходного давления от большего значения на меньшее. При запуске регулятора дроссель Д2 должен быть приоткрыт на 3-4 оборота. При установившемся режиме работы регулятора дроссель должен быть прикрыт.

Открытие предохранительно-запорного клапана 4 (Рис. 4.6) производится путем подъема рукоятки 13 до горизонтального положения. При этом предварительно открывается перепускной клапан, который поднимает давление на выходном патрубке до рабочего, после чего производится открытие основного клапана (запорное устройство на выходном трубопроводе при открытии клапана ПЗК должно быть закрыто).

#### **4. Регулятор давления газа с предохранительным клапаном РДГПК – 50**

Предназначен для редуцирования и поддержания заданного давления природных, искусственных, углеводородных, сжиженных и других неагрессивных газов, для автоматического герметичного перекрытия подачи газа при выходе контролируемого давления за установленные верхний и нижний пределы.

В зависимости от направления подачи газа и материала корпуса регуляторы изготавливаются в четырех исполнениях.

Вид климатического исполнения - У2 по ГОСТ 15150-69, с ограничением нижнего значения температуры окружающей среды до - 40°С (для регуляторов в корпусе из алюминиевых сплавов) или до - 35°С (для регуляторов в чугунном корпусе). Алюминиевые сплавы применяются для изготовления специальной арматуры малых размеров с диаметром условного прохода до 200 мм, работающей при температурах до



+150 градусов. Это обуславливается тем, что алюминий имеет высокую коррозионную стойкость, легко поддается различного вида обработке и обладает малой плотностью, что делает арматуру из него очень легкой.

Диаметр 50 мм или 5 см - самый распространенный диаметр трубопроводной арматуры.

У - климатическое исполнение для макроклиматических районов с умеренным климатом.

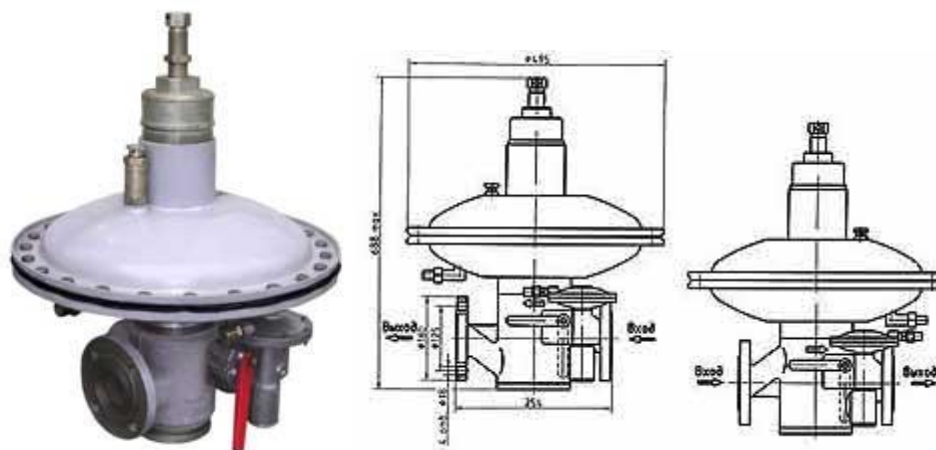


Рис. 4.9. Регулятор давления газа с предохранительным клапаном РДГПК – 50

- Диапазон входного давления, МПа 0,05-1,2
- Диапазон настройки выходного давления, МПа 0,0016-0,016
- Пределы настройки предохранительного клапана, от установленного выходного давления ( $P_{\text{ВЫХ}}$ ), не более:
  - нижний предел  $P_{\text{НП}} \leq 0,5 P_{\text{ВЫХ}}$ ;
  - верхний предел  $P_{\text{ВП}} \leq 1,25 P_{\text{ВЫХ}}$ .
- Максимальная пропускная способность при максимальном входном давлении 1,2 МПа, м<sup>3</sup>/ч, не более 2500.
- Пропускная способность:

Входное давление, МПа	0,05	0,1	0,3	0,6	1,2
Пропускная способность РДГПК-50, м <sup>3</sup> /час, не более, при выходном давлении 0,016 МПа	600	750	900	1500	2500

#### Устройство и принцип работы РДГПК-50:

Регулятор по исполнению регулирующего механизма является астатичным, по схеме регулирования — прямого действия — «после себя», «нормально открытым».

Корпус регулятора 1 (Рис.4.10) разделен перегородкой на две полости, высокого давления А и низкого Б. Две крышки 2 и 3 образуют полости В и Г, разделенные мембраной 4. Полость Г через сапун 5 сообщается с атмосферой, полость В — через импульсную трубку с трубопроводом низкого давления.

Внутри корпуса регулятора находится предохранительный клапан 6, который перемещается по наружной поверхности направляющей 7. Клапан открывается при помощи рычага 8.

Газ поступает во входной патрубок регулятора и далее в полость высокого давления А корпуса 1. Воздействуя на клапан регулятора 9 (предохранительный клапан открыт), он создает усилие, направленное на движение штока 10 вниз, т. е. на увеличение зазора между клапаном и седлом. Одновременно через отверстие в штоке газ попадает в полость Д и, воздействуя на манжету 11, создает усилие, направленное на движение штока вверх, т. е. на уменьшение зазора между клапаном и седлом.

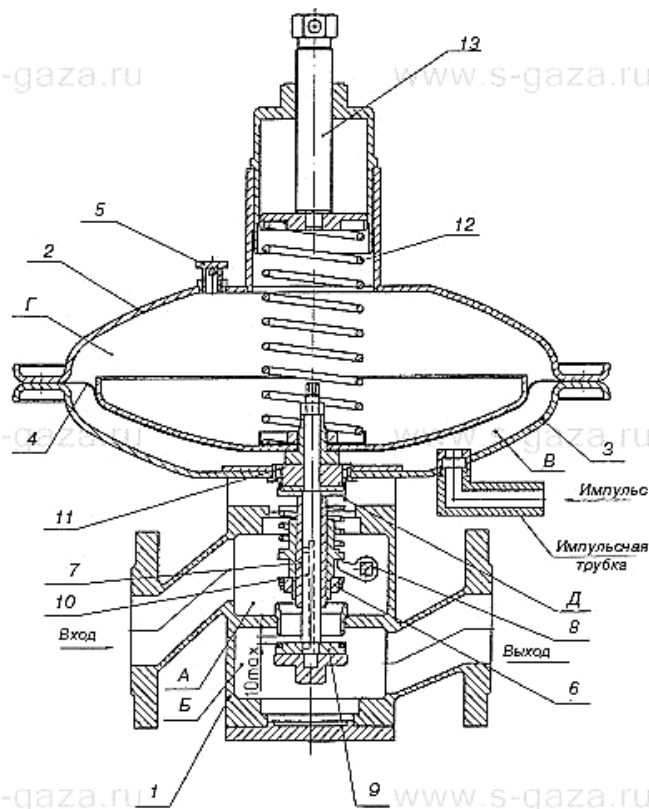


Рис.4.10. Устройство регулятора РДГПК-50: 1 — корпус регулятора; 2, 3 — крышки; 4 — мембрана; 5 — сапун; 6 — предохранительный клапан; 7 — направляющая; 8 — рычаг; 9 — клапан регулятора; 10 — шток; 11 — манжета; 12 — пружина; 13 — винт

Из полости высокого давления А через седло клапана газ поступает в полость низкого давления Б и далее в трубопровод низкого давления. Из трубопровода низкого давления через импульсную трубку газ поступает в подмембранную полость В, где, воздействуя на мембрану 4, создает усилие, направленное на перемещение штока вверх.

За счет разности усилий, создаваемых газом в области высокого и низкого давления, направленных на перемещение штока 10, а также за счет усилия, создаваемого пружиной 12 при завинчивании или отвинчивании винта 13, между клапаном 9 и седлом создается зазор, который обеспечивает необходимую производительность и выходное давление регулятора.

### **Порядок проведения работы**

1. Ознакомиться с литературой, наиболее полно отражающей номенклатуру, выбор и принцип работы регуляторов давления газа.

2. Представить отчёт по работе, который должен содержать основы теории устройства и особенностям работы регуляторов давления газа.

### **3. Контрольные вопросы**

1. Что называется регулятором давления прямого действия?

2. Назовите основные элементы регуляторов давления прямого действия.

3. Назовите наиболее распространённые регуляторы давления газа. Каков принцип их работы?

4. Расскажите об устройстве и принципе действия РДБК-1.

5. Расскажите об устройстве и принципе действия РГК-50.

6. Под действием каких сил находится чувствительный элемент регулятора РДБК-1?

## Лабораторная работа № 5

### НАСТРОЙКА И ИСПЫТАНИЕ РЕГУЛЯТОРА ДАВЛЕНИЯ ГАЗА РГК-50

#### ***Цель работы:***

- ознакомиться с конструкцией и принципом действия регулятора газа комбинированного РГК-50;
- провести испытания регулятора давления, определив:
- его пропускную способность в зависимости от перепада давлений на регуляторе;
- колебание давления газа после регулятора при изменении расхода газа через него.

#### **1. Основные термины и определения**

В основе процесса регулирования давления газа лежит зависимость давления от количества газа, находящегося в газопроводе. Увеличение количества газа в газопроводе вызывает возрастание его давления, а уменьшение – падение давления. Поддержание постоянства давления в газопроводе обеспечивается равенством между количеством газа, поступающего в газопровод и отбираемого из него. Равенство это достигается соответствующим изменением величины проходного сечения специального устройства, через которое газ поступает в газопровод. Такой метод регулирования количества газа называется *дросселированием* потока. При этом наряду с изменением количества газа происходит также снижение его давления.

Для автоматизации процесса регулирования давления газа открытие и закрытие дроссельного органа связывается с изменением величины регулируемого давления газа через передаточный механизм, который воздействует на привод дроссельного органа, вызывая необходимое изменение его проходного сечения, соответствующее изменению расхода газа.

Регуляторы давления являются важным элементом ГРП и ГРУ, осуществляющим снижение давления газа и поддержание его на заданном уровне.

Регулятором давления принято называть устройство, автоматически поддерживающее (стабилизирующее) рабочее давление в газопроводе на заданном уровне путем изменения количества газа, протекающего через регулирующий клапан.

#### **2. Устройство регулятора давления газа, комбинированного, РГК 150**

Регулятор давления газа, комбинированный, РГК 50, с задатчиком управления и предохранительно-запорным клапаном предназначен для редуцирования и поддержания заданного давления природных, искусственных, углеводородных и других не-

агрессивных газов, для автоматического перекрытия подачи газа при выходе контролируемого (выходного) давления за установленные верхний и нижний пределы.

Регулятор РГК-50-02 (Рис. 5.1) состоит из корпуса 1, с входным и выходным патрубками, крышек 2 и 3, задатчика управления 4, дросселей 5 и 6, механизма настройки предохранительно-запорного клапана (ПЗК) 7, импульсных трубок 8 и 9, перепускной трубки 10.

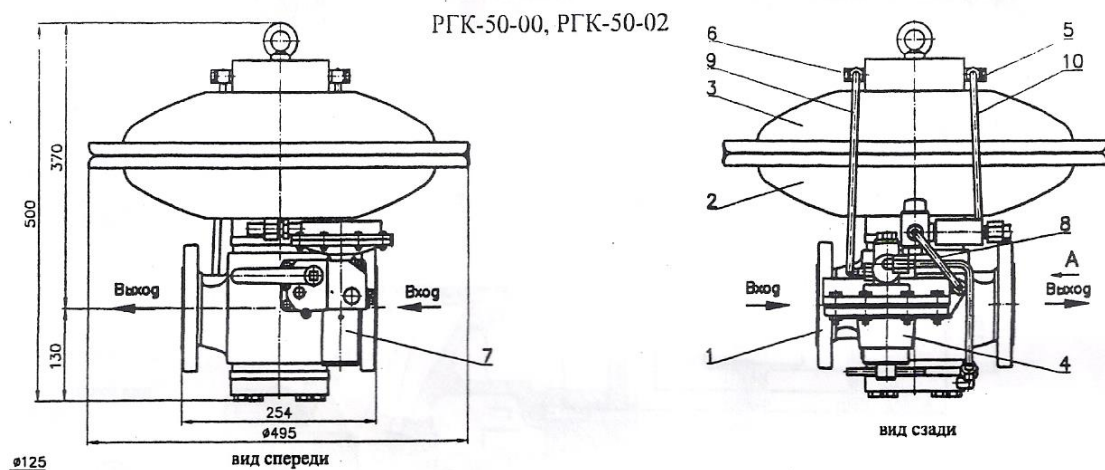


Рис. 5.1. Регулятор давления газа, комбинированный, РГК-50-02, с задатчиком управления и предохранительно-запорным клапаном

В корпусе регулятора 1 (Рис. 5.2) установлена втулка 2, нижняя часть которой является седлом клапана регулятора 3, верхняя – седлом предохранительно-запорного клапана 4.

Клапан регулятора представляет собой поршень, движущийся в направляющей 5 вместе со штоком 6. Максимальный ход клапана регулятора равен 14 мм. Отверстия в клапане предназначены для выравнивания усилий, действующих на открытие и закрытие клапана.

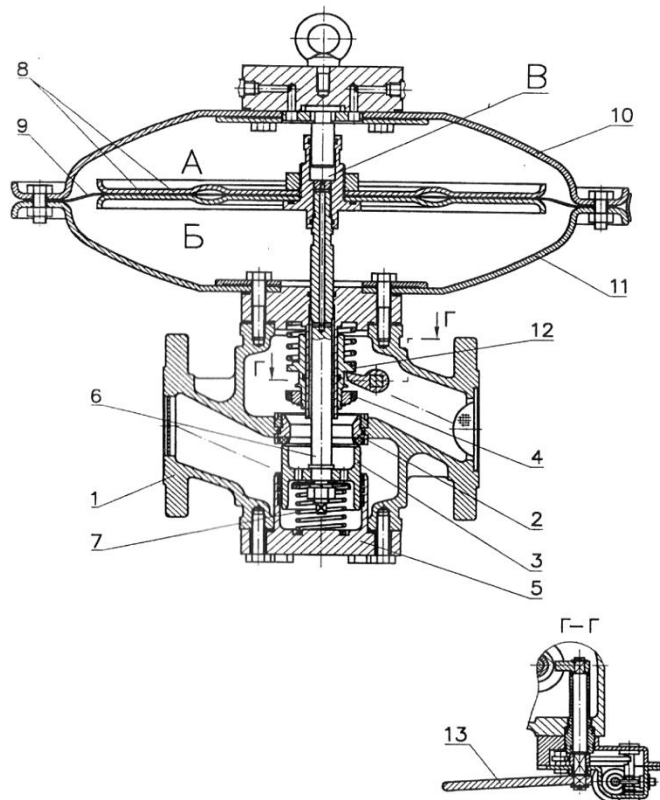


Рис. 5.2. Конструктивное решение регулятора РГК-50-02.

Пружина 7 предназначена для закрытия клапана до поступления управляющего сигнала. Шток 6 жестко соединен с тарелками 8 и мембраной 9. Мембрана 9 разделяет объем, образованный крышками 10 и 11 на плоскости А и Б. В плоскость А поступает управляющий сигнал, в плоскость Б импульс выходного давления.

Через отверстия в штоке импульс от входного давления попадает в полость В, где создаются усилия, компенсирующие колебания входного давления.

Предохранительно-запорный клапан установлен на втулке 12, которая передвигается от крайнего нижнего положения «Закрыто» до крайнего верхнего положения «Открыто». Клапан закрывается автоматически, открывается вручную при помощи рукоятки 13, установленной в механизме настройки ПЗК.

Механизм настройки ПЗК (Рис. 5.3) состоит из корпусов 1 и 2, крышек верхней 3 и нижней 4. Крышки 3 и 4 с мембраной 5, тарелкой 6, штоком 7, роликом 8, регулировочными пружинами 9 и 10 образуют регулировочное устройство механизма настройки ПЗК. Рукоятка взвода 17 установлена на вращающейся оси 18.

При вращении рукоятки по часовой стрелке до горизонтального положения рычаг 13 приподнимает анкер 14, который входит в зацеп с осью 15, т.е. клапан открылся.

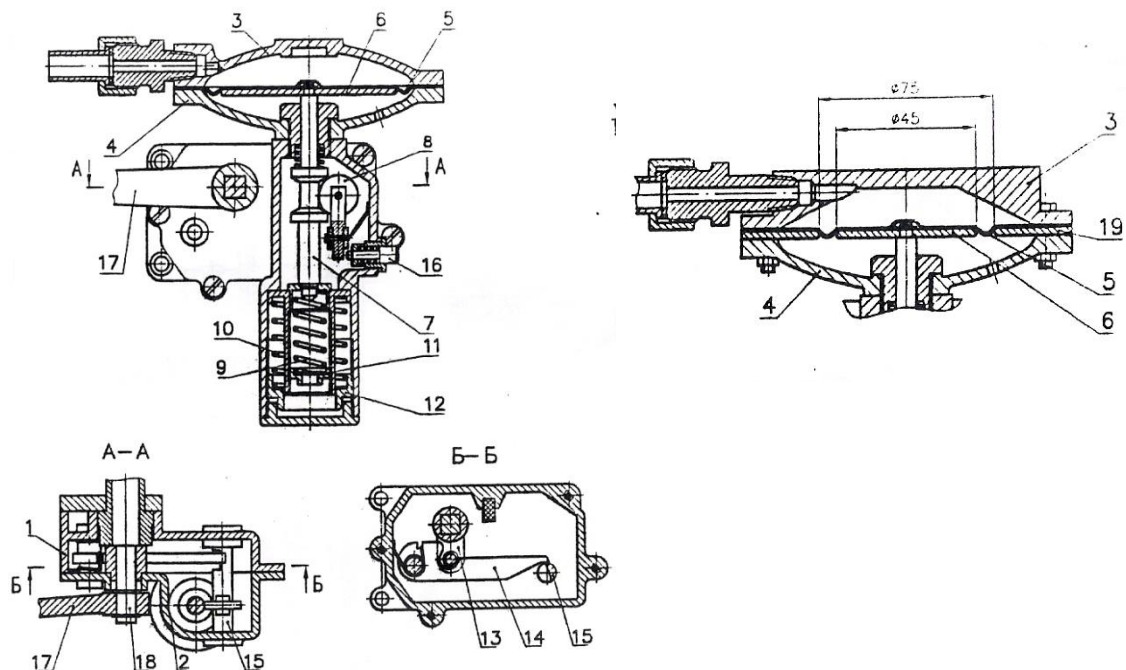


Рис. 5.3. Механизм настройки ПЗК регулятора

### **3. Работа механизмов регулятора:**

Газ (Рис. 5.4) через входной патрубок подается в регулятор и через штуцер на задатчик управления ЗУ (пилот). Регулирующим стаканом ЗУ создается давление управления. По импульсному трубопроводу давление управления подается в надмембранную полость А, где воздействуя на регулировочную мембрану создает усилие для перемещения клапана регулятора вниз, т.е. создает кольцевой зазор между седлом и клапаном, где происходит дросселирование газа, уменьшение давления до номинального значения.

Для поддержания выходного (номинального) давления на постоянном уровне подмембранная полость Б соединена импульсным трубопроводом с выходным трубопроводом. При изменении расхода в системе изменяется выходное давление, которое, воздействуя на регулировочную мембрану, изменяет усилие для перемещения клапана, т.е. поддерживает постоянный кольцевой зазор.

По импульсному трубопроводу, от импульсного штуцера регулятора, газ поступает в надмембранную полость ЗУ. Изменение выходного давления регулятора влечет за собой изменение давления управления, которое в свою очередь, поступая в полость А и воздействуя на регулировочную мембрану, изменяет усилие для перемещения клапана, т.е. поддерживает постоянный кольцевой зазор.

Каждому значению выходного давления соответствует определенное значение давления управления.

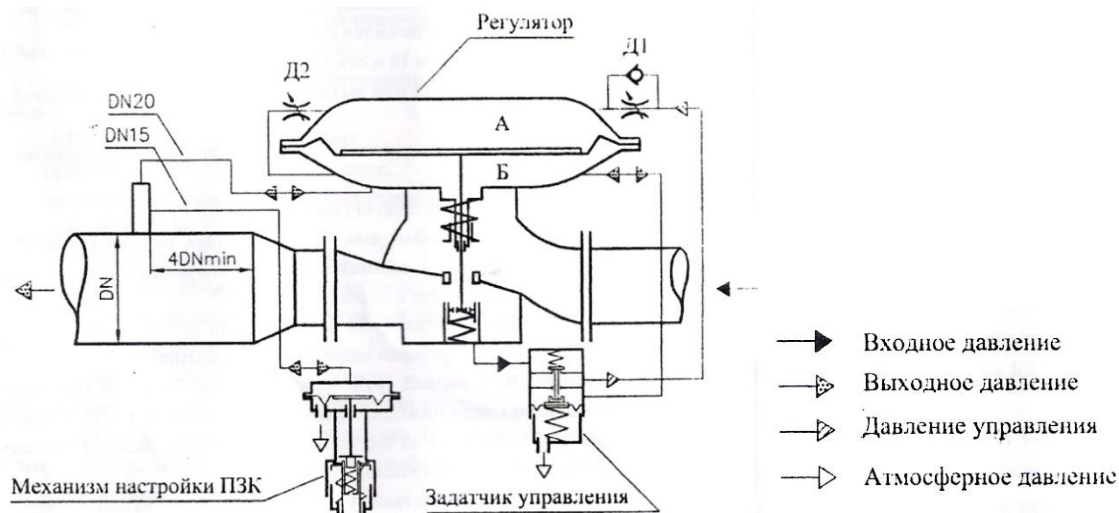


Рис. 5.4. Схема работы регулятора РГК-50

Дроссель Д1 предназначен (Рис.5.4 позиция 6) предназначен для устранения колебаний выходного давления. Дроссель Д2 (Рис.5.4 позиция 5) предназначен для перепуска давления управления из полости А в полость Б при настройке выходного давления от большего значения на меньшее. При запуске регулятора дроссель Д2 должен быть приоткрыт на 3-4 оборота. При установившемся режиме работы регулятора дроссель должен быть прикрыт.

Механизм настройки ПЗК, рисунок 4, предназначен для фиксации затвора в открытом положении при нормальной работе регулятора, а при выходе контролируемого давления за установленные пределы – перекрытия подачи газа.

Настройка механизма заключается в следующем:

- проверка зацепа-анкера 14 и оси 15;
- проверка срабатывания при выходе контролируемого (выходного) давления за нижний предел;
- проверка срабатывания при выходе контролируемого (выходного) давления за верхний предел;
- аварийное перекрытие подачи газа.

Для проверки зацепа необходимо, без подачи газа, винтом 12 максимально сжать пружину 10, а винтом 11 максимально ослабить пружину 9. При повороте рукоятки 18. анкер 14 должен войти в зацеп с осью 15.

При нажатии кнопки 16, анкер 14 должен выйти из зацепа, т.е. затвор должен перекрыть подачу газа (проверка аварийного перекрытия).

Подавая через импульсный трубопровод в надмембранную полость А газ, давлением соответствующим нижнему пределу срабатывания, усилить пружину 9, вращением винта 10 до выхода из зацепа анкера. Значение давления нижнего предела срабатывания определяется усилием пружины 9.



Подавая в надмембранную полость А газ, давлением соответствующим верхнему пределу срабатывания, вращением винта 12, ослабить пружину 10 до выхода из зацепа анкера. Значение давления верхнего предела срабатывания определяется усилием пружины 10.

#### 4. Порядок выполнения работы

Природный газ в данной работе имитируется воздухом.

1. Сжатый воздух после компрессора поступает в ресивер, который предназначен для выравнивания давления. Далее воздух проходит через регулятор давления. Высокое давление после компрессора замеряется манометром. После регулятора давления газ низкого давления, значение которого контролируют по манометру, проходит далее к регулируемому крану, изменяя сопротивление которого, можно имитировать изменение нагрузки газоиспользующей сети.

2. Включить компрессор. Величина давления воздуха после компрессора контролируется манометром и не должна превышать 0,6 МПа.

3. Кран перед регулятором должен быть закрыт.

4. Перед пуском газа (воздуха) регулировочный стакан ЗУ (пилота) должен быть вывернут, рычаг ПЗК опущен, вследствие чего основной клапан регулятора и клапан ПЗК закрыты.

5. Установить входное давление в газопроводе перед регулятором  $P_1 = 0,4$  МПа, контролировать величину давления по манометру.

6. Открытие предохранительно-запорного клапана 4 (Рис. 5.2) производится путем подъема рукоятки 13 до горизонтального положения. При этом предварительно открывается перепускной клапан, который поднимает давление на выходном патрубке до рабочего, после чего производится открытие основного клапана (**запорное устройство на выходном трубопроводе при открытии клапана ПЗК должно быть закрыто**).

7. При вращении рукоятки по часовой стрелке до горизонтального положения рычаг 13 приподнимает анкер 14, который входит в зацеп с осью 15, т.е. клапан открылся.

8. Газ через входной патрубок подается в регулятор и через штуцер на задатчик управления ЗУ (пилот). Регулировочным стаканом ЗУ создать давление управления, установить давление после регулятора  $P_2 = 0,3$  МПа. Давление  $P_2$  контролировать по манометру, установленному на газопроводе после регулятора.

9. Определение колебаний давления газа при изменении выходных параметров. Испытание регулятора заключается в изменении нагрузки сети. Установить по входному манометру давление перед РГК  $P_1 = 0,4$  МПа. Установить давление газа после регулятора  $P_2 = 0,25$  МПа. После наступления установившегося режима прикрыть регулирующий кран. Регулятор давления должен автоматически скорректировать  $P_2 \approx 0,25$  МПа. Записать промежуток времени, за который установится стабильный режим давления, и установившееся давление  $P_2$ .

10. В течение опыта контролировать давление  $P_1$ . Провести аналогичные опыты еще три-четыре раза. Результаты свести в таблицу 5.1.

Таблица 5.1

Измеряемые величины	Начальные параметры	Номер опыта				
		1	2	3	4	5
Давление газа перед регулятором $P_1$ , МПа						
Установившееся давление газа после регулятора $P_2$ , МПа						
Время, за которое устанавливается давление $P_2$ , сек						

11. Вычислить среднее отклонение регулируемого давления.

12. Определение пропускной способности регулятора при изменении перепада давления на нем (т.е. при изменении давления газа до и после регулятора). При определении пропускной способности расчетным путем исходят из того, что условия протекания газа через регулирующий орган аналогичны условиям протекания газа через сужающееся отверстие; поэтому расчет дроссельных органов производится по формулам, в основе которых лежит теория истечения из отверстий и сопел.

Определение пропускной способности производится в предположении адиабатического истечения газа через седельные отверстия и для полностью открытого клапана. При этом следует учитывать, что режим работы регулятора зависит от перепада давления  $\Delta P$  в дроссельном органе, т.е. от величины отношения давления после регулятора  $P_2$  к давлению до регулятора  $P_1$  (МПа). При малых перепадах происходит докритическое истечение газа, а при определенном  $\Delta P$  наступает критическое, когда скорость газа равна скорости звука в газовой среде.

Критическое отношение давлений  $\beta_k$  при истечении зависит от показателя адиабаты  $K$

$$\beta_k = \frac{P_k}{P_1} = \left( \frac{2}{K+1} \right)^{\frac{K}{K-1}} \quad (5.1)$$

где  $P_k$  – критическое давление.

В свою очередь,  $K = \frac{i+2}{i}$ , где  $i$  – число степеней свободы молекул; для двухатомных газов  $i = 5$ , трех- и многоатомных –  $i = 6$ .

Для воздуха:  $K = 1,4$ ;  $\beta_k = 0,528$ ; для природного газа  $K = 1,3$ ;  $\beta_k = 0,55$ .

Таким образом, регулятор будет работать в докритическом режиме, когда  $\Delta P = P_2/P_1 > 0,55(0,528)$ , и в критическом, когда  $\Delta P = P_2/P_1 < 0,55(0,528)$ . При определении пропускной способности в первом случае сжимаемостью газа можно пренебречь, а во втором сжимаемость газа, а следовательно, изменение его плотности необходимо учитывать.

13. Пропускная способность регуляторов давления РГК-50 определяется по формуле:

$$V = 1595 f \mu P_1 \varphi \sqrt{\frac{1}{\rho_0}} \quad (5.2)$$

где  $P_1$  – абсолютное давление газа на входе в регулятор, МПа;

$f = 8,5$  – площадь седла клапана, см<sup>2</sup>;

$\mu = 0,5$  – коэффициент расхода;

$\varphi$  – коэффициент, зависящий от отношения давлений  $\Delta P$  и определяемый по формуле:

$$\varphi = \sqrt{\frac{K}{K-1} \left[ \left( \frac{P_2}{P_1} \right)^{\frac{2}{K}} - \left( \frac{P_2}{P_1} \right)^{\frac{K+1}{K}} \right]} \quad (5.3)$$

где  $P_2$  – абсолютное давление газа на выходе из регулятора, МПа; нормальное атмосферное давление составляет 0,1 МПа;

$K$  – показатель адиабаты, для природного газа  $K = 1,32$ ;

$\rho_0$  – плотность газа при нормальных условиях, кг/м<sup>3</sup>.

При определении пропускной способности регулятора давления по формуле (5.2) необходимо знать полное давление газа до и после регулятора, а также температуру поступающего газа.

14. Результаты свести в таблицу 5.2.

Таблица 5.2

Входное давление $P_1$ , МПа	Выходное давление $P_2$ , МПа	Перепад давлений на регуляторе $\Delta P = P_2/P_1$	Абсолютное давление газа на входе в регулятор $P_1$ , МПа	Абсолютное давление газа на выходе из регулятора $P_2$ , МПа	Коэффициент $\varphi$	Пропускная способность регулятора $V$ , м <sup>3</sup> /ч

## Лабораторная работа № 6

### ИЗМЕРЕНИЕ РАСХОДА ГАЗА ГАЗОВЫМ СЧЕТЧИКОМ ТИПА Г- 6

**Цель работы:** Ознакомиться с устройством и принципом действий газового счетчика. Определить расход газа при помощи газового счетчика типа Г – 6 и приведение его к нормальным условиям. Измерить расход сжигаемого горелкой газа счетчиком типа Г– 6

#### 1. Основные положения теории

Целью учета расхода газа является определение объема природного газа, проходящего через каждого участника сети газораспределения для проведения взаимных расчетов.

Поскольку проходящие объемы газов измеряются при различных температурах, давлении, плотности, то измеренные объемы газа необходимо привести к единым, постоянным параметрам.

Следует отметить различие, существующее между измерением расхода и количества, и их учетом. В отличие от результатов измерений, всегда содержащих погрешность, учет осуществляется между поставщиком и потребителем по взаимосогласованным правилам.

Различают следующие виды контроля и учета:

1. **Коммерческий контроль и учет**, являющийся наиболее ответственным видом учета. Производится по правилам и документам, имеющим статус юридических норм, регулирующих взаимоотношения между поставщиком и покупателем.

2. **Хозрасчетный контроль и учет**, где учет осуществляется в рамках одного предприятия. Этот вид учета используется для разнесения затрат между подразделениями предприятия при определении себестоимости продукции.

3. **Оперативный контроль**, связанный с получением информации о величине расхода и количества, который используется в системах регулирования и управления технологическим процессом.

Центральными вопросами учета природного газа являются достоверность учета и обеспечение совпадения результатов измерения на узлах учета поставщика и потребителей: приведенный к стандартным условиям объем газа, отпущенный поставщиком, должен быть равен сумме приведенных к стандартным условиям объемов газа, полученных всеми потребителями. Последняя задача называется сведением балансов в пределах устойчивой структуры газораспределения.

**Счётчик газа** — прибор учёта, предназначенный для измерения количества (чаще — объёма, реже — массы) прошедшего по газопроводу газа. Соответственно, количество газа, как правило, измеряют в кубических метрах ( $m^3$ ), редко — в единицах массы, килограммах или тоннах (в основном — технологических газов).

Классификация счётчиков газа по их пропускной способности:

- **Бытовые** с максимальной пропускной способностью от 1 до 6 м<sup>3</sup>/ч. Чаще всего используют в квартирах, домах, офисах, небольших топочных для локального учёта потребления газа. Это, как правило, небольшие мембранные (камерные, диафрагменные), реже ультразвуковые, струйные, небольшие ротационные счетчики газа.
- **Коммунально-бытовые** с максимальной пропускной способностью от 10 до 40 м<sup>3</sup>/ч. Применяются для учёта потребления газа небольшими котельными, технологическими установками и т. п. Это, как правило, более крупные мембранные (камерные, диафрагменные), ротационные, ультразвуковые, струйные счетчики газа.
- **Промышленные** с максимальной пропускной способностью свыше 40 м<sup>3</sup>/ч. В основном используются на узлах учёта крупных потребителей — газовых котельных, промышленных и сельхозпредприятий, узлах учёта газораспределительных сетей (ротационные, турбинные, вихревые, ультразвуковые, струйные счетчики газа), на магистральных сетях (сужающие устройства, турбинные, вихревые, ультразвуковые счетчики газа).

**Мембранный счетчик (диафрагменный, камерный)** — самый распространённый тип счетчика газа. Первый патент на прибор такого типа был получен в Англии в 1844 году. Счетчик механического типа. Принцип действия основан на перемещении подвижных мембран камер при поступлении газа в прибор. Впуск и выпуск газа вызывает попеременное перемещение мембран и через комплекс рычагов и редуктор приводит в действие счётный механизм.

Счётчики этого типа применяются для максимальных расходов  $V_{\text{макс}}$  от 2,5 до 100 м<sup>3</sup>/ч. Бытовые мембранные счетчики газа предназначены для измерения количества природного газа или паров сжиженного углеводородного газа, а так же других неагрессивных газов, применяемых в бытовых и производственных целях, прошедшего через них потребителю.

Направление потока газа указано стрелкой на корпусе счетчика. Счетчики газа соответствуют требованиям технических условий СТБ 1159-99 и международных рекомендаций МОЗМ № 6; № 31.

Диафрагменный счетчик (рис. 6.1) состоит из корпуса 1, крышки 2, измерительного механизма 3, кривошипно-рычажного механизма 4, связывающего подвижные части диафрагм (мембран) с верхними клапанами 5 газораспределительного устройства, седла клапана (нижняя часть распределительного устройства) и счетного механизма.

Корпус и крышка счетчика могут быть:

- стальными, штампованными с покрытием против коррозии и искрообразования. Соединение стального штампованного корпуса и крышки осуществляется посредством герметизирующего материала и стяжной полосы 6 (см. рис. 6.1), которые обеспечивают плотное прилегание двух частей друг к другу;



*Рис. 6.1. Бытовой мембранный счетчик типа Г – 6: 1 — корпус; 2 — крышка; 3 — измерительный механизм; 4 — кривошипно-рычажный механизм; 5 — верхние клапаны газораспределительного устройства; 6 — стяжная полоса*

- алюминиевыми, литыми. Корпус и крышка счетчика в алюминиевом исполнении герметично закрываются при помощи специальных прокладок и комплекта винтов, один из винтов выполнен plombой. Детали и узлы измерительного механизма для мембранных счетчиков изготавливают из пластмасс. Применение пластмассовых измерительных механизмов значительно снижает себестоимость продукции, увеличивает стойкость к воздействию химических компонентов, находящихся в газах, значительно уменьшает коэффициент трения в движущихся частях счетчика.

В зависимости от конструкции и объемов измеряемого газа измерительный механизм может состоять из двух или четырех камер.

### **Принцип измерения:**

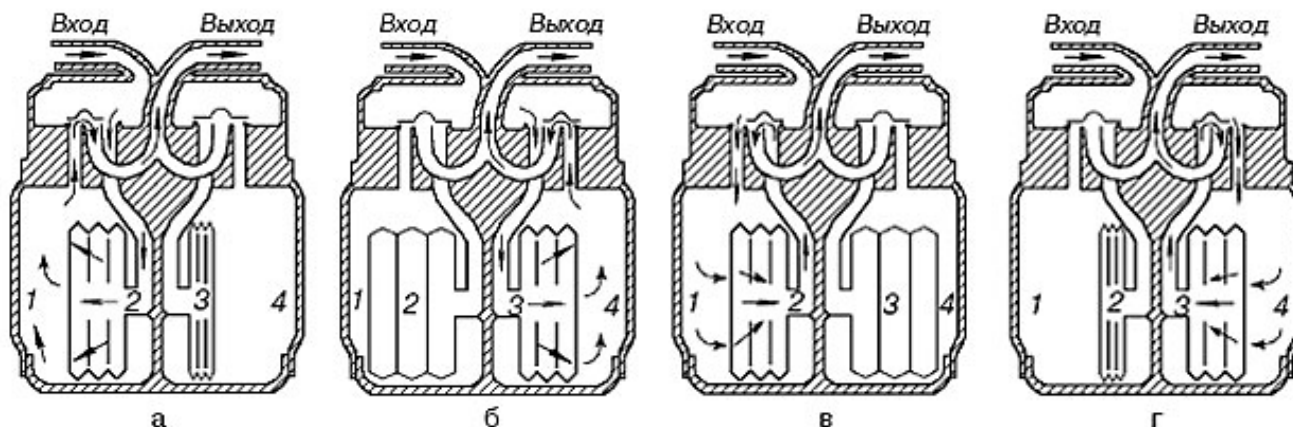


Рис.6.2. Принципиальная схема работы диафрагменного счетчика.

1) Измеряемый поток газа через входной патрубок поступает в верхнюю полость корпуса и далее через открытый клапан в камеру 2. Увеличение объема газа в камере 2 вызывает перемещение диафрагмы и вытеснение газа из камеры 1 на выход из щели седла клапана и далее в выходной патрубок счетчика. После приближения рычага диафрагмы к стенке камеры 1 диафрагма останавливается в результате переключения клапанных групп. Подвижная часть клапана камер 1 и 2 полностью перекрывает седла клапанов этих камер, отключая этот камерный блок.

2) Клапан камер 3 и 4 открывает вход газа из верхней полости корпуса счетчика в камеру 3, наполняет ее, что вызывает перемещение диафрагмы и вытеснение газа из камеры 4 в выходной патрубок через щели в седле клапана. После приближения рычага диафрагмы к стенке камеры 4 диафрагма останавливается в результате отключения клапанного блока камер 3, 4.

3) Клапан камер 1, 2 открывает вход газа из верхней полости корпуса счетчика в камеру 1. При подаче газа в камеру 1 диафрагма 1, 2 перемещается, вытесняя газ из камеры 2 в выходной патрубок через щели в седле клапана. После приближения рычага диафрагмы к стенке камеры 2 диафрагма останавливается в результате отключения клапанного блока камер 1, 2.

4) Клапан камер 3, 4 открывает вход газа из верхней полости корпуса счетчика в камеру 4. При подаче газа в камеру 4 диафрагма 3, 4 перемещается и вытесняет газ из камеры 3 в выходной патрубок через щели в седле клапана. После приближения рычага диафрагмы к стенке камеры 3 диафрагма останавливается в результате отключения клапанного блока 3, 4.

Процесс повторяется периодически. Счетный механизм подсчитывает число ходов диафрагм (или число циклов работы измерительного механизма  $n$ ). За каждый цикл вытесняется объем газа  $V_{ц}$ , равный сумме объемов камер 1, 2, 3, 4. Один полный оборот выходной оси измерительного механизма соответствует 16-ти циклам.

Объем газа  $V_{зам}$ , м<sup>3</sup>, замеренный за время,  $\tau$ , мин., определяется по разности показаний газового счетчика в конце и в начале опыта по формуле:

$$V_{зам} = (m_2 - m_1) , \quad (6.1)$$

где  $m_2, m_1$  – соответственно, показания газового счетчика в конце и в начале опыта. Замеренный объем газа приводится к нормальным условиям, т.е. к температуре  $0\text{ }^\circ\text{C}$  и давлению  $101,3\text{ КПа}$  ( $760\text{ мм рт. ст.}$ ) по формуле:

$$V = V_{\text{зам}} \cdot \frac{(P_{\text{бар}} - P_{\text{г}})}{101,3} \cdot \frac{273}{273 + T_{\text{г}}}, \quad (6.2)$$

где  $P_{\text{бар}}$  – среднее барометрическое давление за период испытания, КПа;  $P_{\text{г}}$  – среднее давление газа в газовом счетчике в начале и в конце опыта, КПа;  $T_{\text{г}}$  – средняя температура газа за время опыта,  $^\circ\text{C}$ .

Секундный расход газа  $V_{\text{с}}$ ,  $\text{м}^3/\text{с}$ , определяется по формуле:

$$V_{\text{с}} = \frac{V_{\text{норм}}}{\tau}, \quad (6.3)$$

## **2. Порядок проведения работы**

1. Произвести измерение атмосферного давления  $P_6$  (КПа), давления газа в счетчике  $P_{\text{г}}$  (КПа), температуры газа  $t_{\text{г}}$  ( $0^\circ\text{C}$ ), продолжительность опыта  $\tau_{\text{мин}}$  и отсчет показаний газового счетчика в начале опыта ( $m_1$ ) и в конце опыта ( $m_2$ ).

2. На основе данных измерений определить:

- замеренный объем газа  $V_{\text{зам}}$  за  $\tau_{\text{мин}}$  по выражению (6.1);
- приведенный к нормальным условиям замеренный объем газа  $V$  по выражению (6.2);
- секундный расход газа  $V_{\text{с}}$  по выражению (6.3).

3. Результаты измерений и вычислений свести в таблицу.

## **3. Контрольные вопросы**

1. Какие устройства для измерения расхода газа Вы знаете?
2. На каких методах или явлениях основаны способы измерения расхода?
3. Какие виды контроля и учета Вы знаете?
4. Классификация счётчиков газа по их пропускной способности.
5. Назовите область применения газовых счетчиков мембранного типа.
6. Расскажите принцип измерения газа мембранным счетчиком.



## Лабораторная работа № 7

### ИЗУЧЕНИЕ КОНСТРУКЦИЙ ГАЗОВЫХ ПЛИТ. ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА ПОЛЕЗНОГО ДЕЙСТВИЯ (КПД) БЫТОВОЙ ГАЗОВОЙ ПЛИТЫ ПОД НАГРУЗКОЙ

**Цель работы:** ознакомиться с устройством бытовой газовой плиты, требованиями по обеспечению устойчивой работы газовых горелок и определить коэффициент полезного действия горелки плиты.

#### 1. Конструкция газовой плиты 3200–К2

Газовые плиты классифицируются по качественным показателям – высший класс «а» и «б», первый класс «а» и «б». Плиты высшего класса оснащают автоматическими устройствами для зажигания и отключения горелок и для регулирования температуры духового шкафа. Рассмотрим устройство основных узлов и частей унифицированных газовых плит.

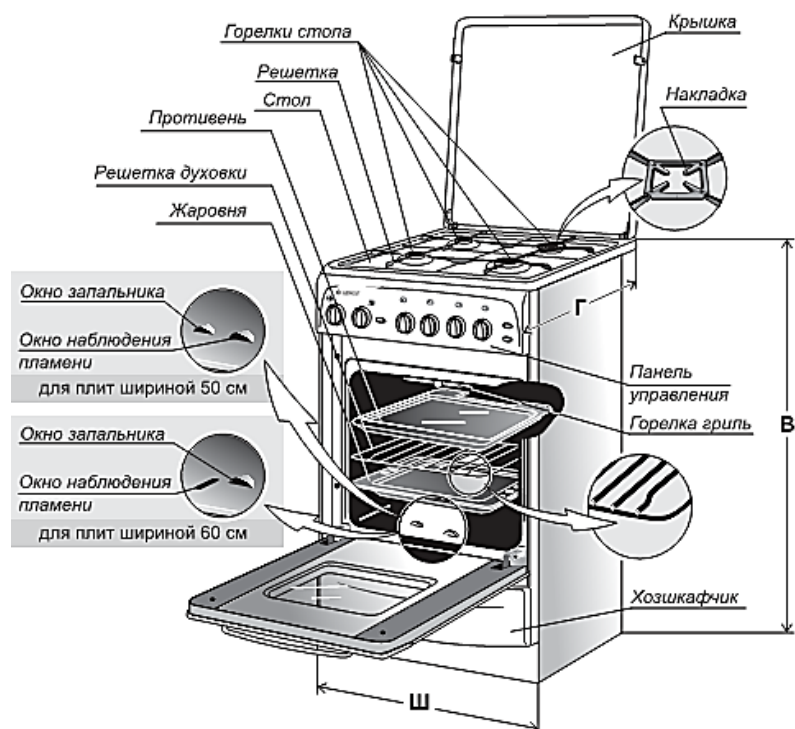


Рис.7.1 Плита газовая 3200-К02

#### Панель управления

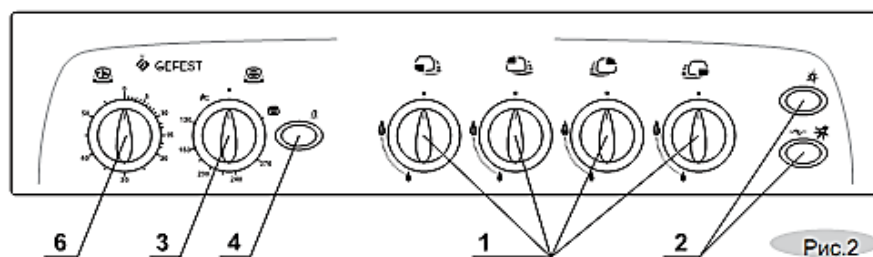


Рис. 7.2. Панель плиты с терморегулятором и устройством предохранительным (ТУПом) духовки

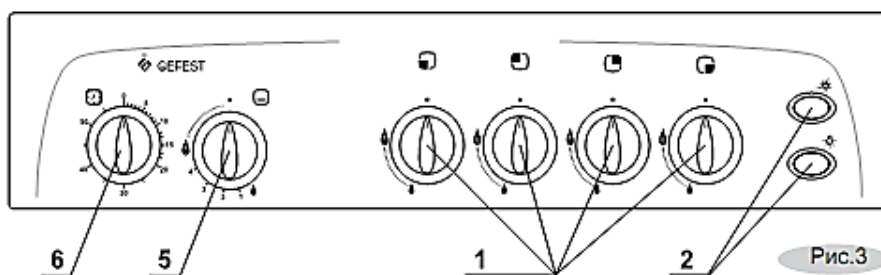


Рис. 7.3. Панель плиты с краном безопасности духовки

1. Ручки крана горелки стола.
2. Кнопки электророзжига, включения подсветки духовки и привода вертела.
3. Ручка ТУПа горелок духовки.
4. Кнопка предохранительного устройства ТУПа.
5. Ручка крана горелки духовки.
6. Ручка таймера механического.

Положение горелок на столе схематично изображено возле каждого крана.

Символы:

- Кран закрыт
- 🔥 Максимальное пламя
- 🔥 Малое пламя

Все краны имеют фиксированное положение «малое пламя», обеспечивающее устойчивое горение в экономичном режиме.

Унифицированная газовая плита (рис. 7.1) состоит из следующих основных частей: корпуса, рабочего стола с конфорочными вкладышами, духового шкафа, газовых горелок (конфорочных и для духового шкафа), газораспределительного устройства с кранами.

Детали газовых плит изготавливают из термически и коррозионно стойких и долговечных материалов.

Корпус плиты является несущей конструкцией и одновременно выполняет функции внешнего оформления. Снаружи корпус покрывают защитно-декоративным слоем керамической эмали, способной противостоять значительным температурным перепадам. На лицевой стороне плиты размещен распределительный щиток с пятью ручками и их указателями.

На задней кромке стола плиты установлена откидная крышка. Конфорочные решетки – прутковые, эмалированные или оксидированные. Духовой шкаф – цельно-сварной, снабжен съемным дном и подвесками для трех полок.

Отечественные бытовые газовые плиты изготавливают двух-, трех- и четырех-конфорочными с духовыми шкафами и без них. 4-конфорочные газовые плиты повышенной комфортности оснащены термоэлектрическим клапаном, терморегулятором и

устройством пьезозажигания. Основные технические характеристики наиболее распространенных газовых плит:

### **ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ**

- Плита предназначена для приготовления пищи в домашних условиях.
- Категория плиты – П<sub>2Н+ЗВ/Р</sub>
- Класс плиты – 2/1
- Номинальное напряжение, В – 220-230
- Род тока, Гц ~ 50
- Класс защиты от поражения электрическим током – II
- Присоединительная резьба газопровода – G 1/2"
- Расход газа природного – 1076 л/ч, сжиженного – 773 г/ч (расход газа указаны при температуре окружающей среды 15°C и атмосферном давлении - 101,3 кПа)
- Номинальная тепловая мощность горелок  $N_{ном}$ : природный газ – 3,05 кВт, сжиженный газ – 2,9 кВт
- Размеры плиты – 50 × 57 × 85
- Объем духовки – 44 л
- Содержание драгметаллов – 0,201 г

Плита в зависимости от настройки может работать на природном газе с давлением 13 мбар или 20 мбар, или сжиженном газе СПБТ с давлением 30±5 мбар. Перенастройка плиты производится заменой сопел горелок и винтов малого расхода (ВМР) кранов.

### **2. Типы, устройство и принцип действия горелок бытовых плит**

Открытие (закрытие) прохода газа к горелке и регулирование высоты пламени осуществляется с помощью пробковых газовых кранов (рис. 7.4). Корпус 2 крана имеет наружную или внутреннюю резьбу для присоединения к горелкам и боковой штуцер 3 с резьбой для присоединения к коллекторной трубке. Хвостовик или отверстие в верхней части пробки 4 служит для посадки втулки или стержня 7. На втулку насаживается пластмассовая рукоятка для поворота крана. Между стержнем и пробкой крана находится пружина 6, обеспечивающая поступательное движение втулки перед поворотом крана на открытие. Это исключает случайное открытие крана.

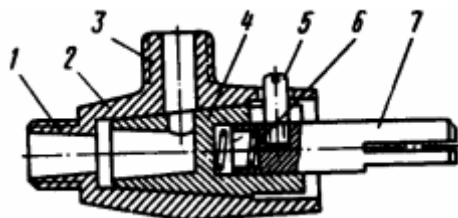


Рис. 7.4. Унифицированный пробковый кран газовой плиты: 1 – штуцер для присоединения к газопроводу; 2 – корпус; 3 – штуцер для присоединения к коллектору; 4 – пробка; 5 – стопорный винт; 6 – пружина; 7 – стержень

Газовой горелкой называется устройство, обеспечивающее устойчивое сжигание газообразного топлива и регулирование процесса горения. На отечественных бытовых газовых плитах используются многофакельные инжекционные горелки низкого давления (рис. 7.5).

К показателям, характеризующим работу газовых аппаратов, относятся тепловая мощность аппарата, эффективность, характеризующаяся коэффициентом полезного действия (КПД), и теплопроизводительность.

Различают номинальные и предельные значения указанных показателей. **Номинальной тепловой мощностью** называют такую, при которой аппарат имеет наилучшие показатели работы: наибольшую полноту сгорания газа при наиболее высоком КПД, при этом в конструктивных элементах аппарата не должны возникать опасные тепловые напряжения, которые могут сократить установленный срок службы. Номинальная тепловая мощность, являющаяся паспортной величиной аппарата, определяется при номинальной тепловой нагрузке.

**Предельной тепловой мощностью** является максимальная тепловая нагрузка, превышающая номинальную на 20 %. При этом не должны ощутимо ухудшаться полнота сгорания газа, уменьшаться КПД и срок службы аппарата. Безопасность работы газового аппарата характеризуется полнотой сгорания газа и устойчивой работой газогорелочных устройств.

**Давление газа перед горелкой** может быть номинальным, максимальным и минимальным. Номинальное соответствует номинальной тепловой мощности, максимальное и минимальное соответствуют максимальной и минимальной тепловым мощностям горелки.

**Теплопроизводительностью** газового прибора называют количество теплоты, переданное прибором при сжигании газа нагреваемому телу.

Номинальная мощность конфорочных горелок 1,75 – 2 кВт, повышенная 2,7 – 2,9 кВт, КПД не менее 55%. В этих горелках содержание первичного воздуха в смеси с природным газом составляет примерно 55% от теоретически необходимого.

Часть воздуха, необходимого, для горения (первичный воздух), эжектируется газом; вытекающим из сопел горелок; остальная часть (вторичный воздух) поступает к пламени непосредственно из окружающей среды.

Продукты сгорания конфорочных горелок проходят через щель между дном посуды и рабочим столом плиты, поднимаются вдоль стенок посуды, обогревая их, и поступают в окружающую атмосферу.

В горелках (рис. 7.5 а) колпачок 1, диффузор 3 и сопло 5 размещены на одной вертикальной оси. Для обеспечения полноты сжигания в горелках (рис. 1.3 б) была изменена конструкция огневого насадка-распределителя горелки. Особенности горелок (рис. 5 в, г) являются наличие развитого по длине трубчатого смесителя и новый способ регулирования подсоса первичного воздуха с помощью мундштука диффузора.

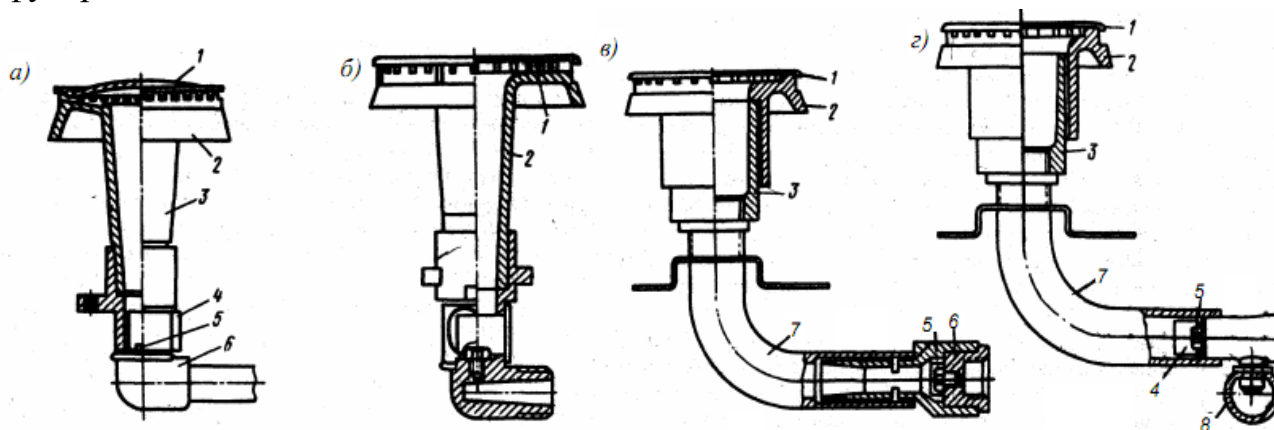
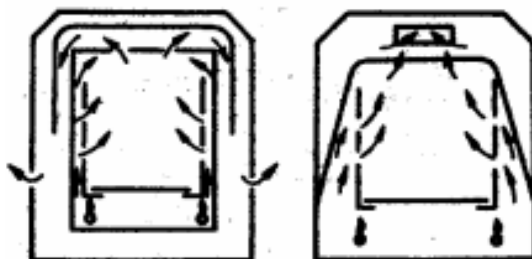


Рис. 5. Конфорочные горелки: а – вертикальная; б – вертикальная с пилотным пламенем; в – с горизонтальным смесителем; г – без регулятора первичного воздуха; 1 - колпачок; 2 - огневой насадок; 3 - диффузор; 4 - окно для подсоса воздуха; 5 – ниппель сопла; 6 - корпус сопла; 7 - трубка смеситель; 8 – коллектор

Для обеспечения устойчивой работы газогорелочное устройство плиты сконструировано так, чтобы:

- а) горелка работала с максимальным коэффициентом первичного воздуха;
- б) горелка располагалась по отношению к дну посуды таким образом, чтобы обеспечивалось хорошее её омывание продуктами сгорания и исключалась возможность соприкосновения внутреннего конуса пламени с её дном;
- в) расстояние между дном посуды и горелкой было оптимальным, так как с увеличением этого расстояния возрастает избыток воздуха и падает КПД горелки, а с уменьшением – растёт химическая неполнота сгорания. Величина оптимального расстояния определяется тепловой нагрузкой и коэффициентом первичного воздуха, размерами конфорочного отверстия и дна посуды. Для горелок с нормальной мощностью оптимальное расстояние составляет примерно 20 мм;
- г) продукты сгорания отводились через зазор (не менее 8 мм) между дном посуды и рабочим столом.

В духовых шкафах на всех отечественных плитах устанавливают дисковые штампованные горелки с пилотным пламенем. Продукты сгорания обогревают духовой шкаф и поступают в кухню через отверстия в боковых стенках, или задней стенке плиты. Схема движения тепловых потоков в духовых шкафах показана на рис. 6.



*Рис. 7.6. Схема движения тепловых потоков в духовых шкафах*

Отвод продуктов сгорания непосредственно в помещение предъявляет высокие требования к конструктивным качествам горелок, которые должны обеспечивать полное сгорание газа.

### **3. Установка газовых плит в помещении**

Газовые плиты устанавливают в кухнях (Рис.7.7) высотой не менее 2,2 м, имеющих окно с форточкой или фрамугой, вентиляционный канал и естественное освещение. Установка газовых плит разрешена в кухнях, имеющих объем не менее 15 м<sup>3</sup> для 4-х конфорочной плиты, 12 м<sup>3</sup> для 3-х конфорочной и 8 м<sup>3</sup> для 2-х конфорочной.

Газовые плиты рекомендуется размещать таким образом, чтобы обеспечить удобное пользование ими и свободный доступ не менее чем с двух сторон. Плиты не следует ставить вблизи или против окон, т.к. при открытом окне пламя горелки, работающей с низкой тепловой нагрузкой или в режиме, близком к пределу отрыва пламени, может быть сдуто. Расстояние между верхним краем плиты и стеной следует принимать не менее 50 мм. Проход между плитой и противоположной стеной должен быть не менее 1 м. Деревянные стены при установке плит покрывают мокрой штукатуркой или изолируют асбестовой фанерой, кровельной сталью по листу асбеста толщиной 3 мм или войлоку, пропитанному глиняным раствором, или другими негорючими материалами.

В кухнях квартир, расположенных под жилыми комнатами разрешается установка только одной газовой плиты, установка других газовых приборов запрещается.

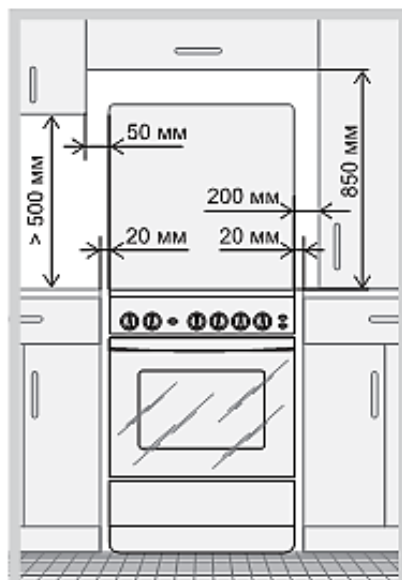


Рис.7.7. Схема установки газовой плиты в помещении

#### **Установка газовых плит не допускается:**

- в кухнях или других помещениях без естественного освещения, расположенных в подвальных помещениях;
- в кухнях или других помещениях, расположенных в цокольных этажах или подвалах, при газоснабжении сжиженными газами;
- в коридорах общего пользования;
- в кухнях жилых домов высотой 10 этажей и более и в общежитиях (независимо от этажности)

Нельзя устанавливать газовое оборудование в кухнях, расположенных непосредственно под помещениями с большим скоплением людей.

#### **4. Подключение газовых плит к газопроводу**

- Перед подключением проверить, соответствуют ли местные условия подключения (вид и давление газа) настройке плиты. Параметры настройки плиты указаны в руководстве и на табличке плиты.
- Если давление природного газа превышает максимально допустимое значение, в подводящей сети необходимо установить редуктор, понижающий давление до положенной величины.
- После подключения плиты проверьте работу горелок. Пламя горелок должно быть ровным, без проскоков и отрывов.

#### **Жесткое подсоединение**

Подсоединение плиты к газовому стояку или баллону следует проводить в соответствии с местными стандартами и как показано на рис. 7.8 а.

## Подсоединение с помощью шланга

Перед подсоединением плиты с помощью гибкого шланга необходимо уточнить в газовой службе, разрешен ли по местным стандартам такой вид подключения и необходимый тип шланга (рис. 7.8 б).

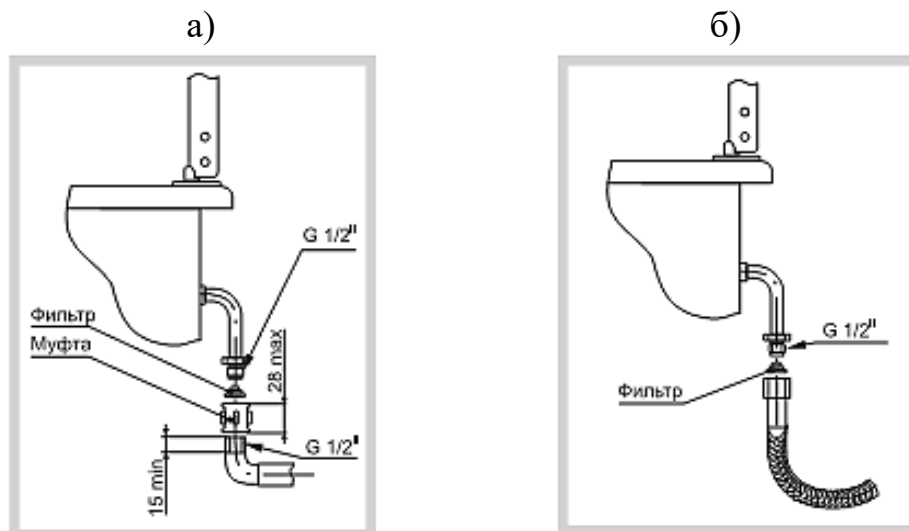


Рис. 7.8. Подключение плиты: а) – жесткое подключение; б) – с помощью шланга.

При подсоединении должны быть соблюдены следующие требования:

- выбранный шланг должен иметь документ, указывающий дату изготовления, срок службы и замены, и установлен в соответствии с рис.7.8 б;
- шланг должен быть доступен для осмотра по всей длине;
- шланг не должен проходить в зоне горячего воздуха дымохода и касаться задней стенки плиты (рис.7.9);
- шланг не должен пережиматься, иметь сильных изгибов и испытывать растягивающие усилия;
- шланг должен быть длиной не менее 1,5 метра;
- если шланг имеет повреждения, он должен заменяться целиком, ремонт недопустим.

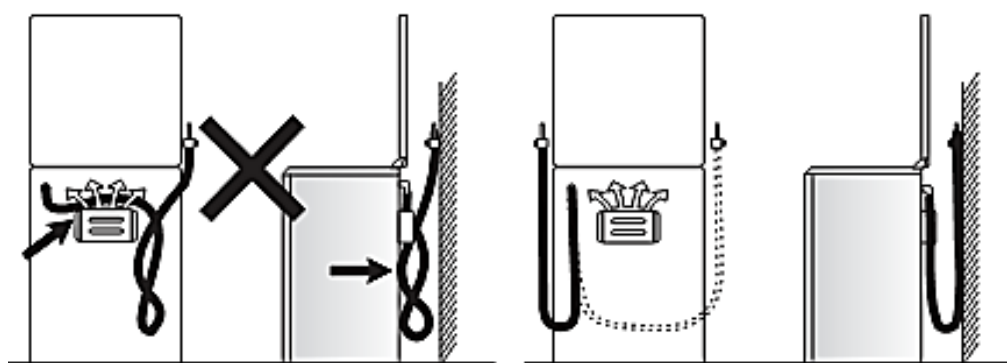


Рис. 7.9. Подвод газа и шнура электропитания

После установки плиты на место необходимо проверить положение гибкого шланга подвода газа и шнура питания (рис.9). Они не должны проходить над ды-



моходом и касаться задней стенки плиты. Во время работы духовки там возникает большая температура, которая может их повредить.

Плита подключается к сети 220 - 230 В (50 Гц). Розетка должна находиться в легкодоступном месте и не должна закрываться плитой. Плиты, выполненные по I классу электробезопасности должны подключаться к розетке, имеющей заземление.

### **ЗАПРЕЩАЕТСЯ**

- ПРОВЕРЯТЬ ГЕРМЕТИЧНОСТЬ СОЕДИНЕНИЙ И ИСКАТЬ УТЕЧКИ ГАЗА С ПОМОЩЬЮ СПИЧЕК И ДРУГОГО ОТКРЫТОГО ОГНЯ!
- ПРИ ПОДКЛЮЧЕНИИ ПЛИТЫ К ГАЗОВОЙ СЕТИ В ЗДАНИЯХ, НЕ СООТВЕТСТВУЮЩИХ ТРЕБОВАНИЯМ ПО УСТРОЙСТВУ СИСТЕМЫ ВЫРАВНИВАНИЯ ПОТЕНЦИАЛОВ, СЛЕДУЕТ ПРИМЕНЯТЬ СПЕЦИАЛЬНУЮ ИЗОЛИРУЮЩУЮ ВСТАВКУ ИЛИ ТОКОНЕПРОВОДЯЩИЙ ГАЗОВЫЙ ШЛАНГ.

### **5. Характерные неисправности газовых плит и методы устранения**

Что происходит	Причина	Как устранить
1. Не горит или вяло горит горелка.	- слишком малое давление в сети; - горелка установлена с перекосом; - засорилось сопло.	- обратиться в газоснабжающую службу; - *увеличить зазор между шибером и корпусом сопла (рис 25); - правильно установить горелку; - тонкой проволокой или иголкой прочистить сопло.
2. Горелка горит напряженно, с отрывами пламени.	- слишком большое давление в сети.	- обратиться в газоснабжающую службу; - уменьшить ручкой подачу газа до стабилизации горения; - *уменьшить зазор между шибером и корпусом сопла. (рис 25).
3. Не срабатывает кнопка ТУПа.	- конец термопары неправильно выставлен в пламени; - нет контакта в месте присоединения термопары к ТУПу; - неисправна термопара; - неисправен электромагнитный клапан.	- *выставить положение термопары; - *подтянуть крепежные гайки термопары; - *заменить термопару; - *заменить электромагнитный клапан.
4. При нагревании клинит ручку крана.	- выработалась смазка крана.	- *заменить смазку в кране.
5. Не работает все электрооборудование.	- плита не подключена к сети; - обрыв шнура питания.	- подключить плиту; - *заменить шнур питания.
6. Не работает электророзжиг - нет искры - есть искра, но не зажигает	- повреждена проводка к разряднику; - сломан корпус разрядника; - сильно загрязнен или залит разрядник; - слишком большое давление в сети.	- *заменить разрядник; - прочистить и просушить разрядник; - зажигать при меньшей подаче газа.
7 Не вращается вертел.	- привод вертела остановился в промежуточной точке; - штык выходит из зацепления с муфтой привода вертела.	- при включении ручкой повернуть штык в любую сторону; - чуть подогнуть кручок.
8. Не горит лампочка подсветки духовки.	- перегорела лампочка.	- заменить лампочку.
* - работы выполняются сервисной службой.		

## 6. Порядок проведения работы

1. Ознакомиться со схемой лабораторной установки. Схема экспериментальной установки состоит из газового баллона, регулятора давления газа, газовой плиты с кастрюлей и комплекта контрольно-измерительных приборов.

Лабораторная установка оснащена газопроводом, по которому газ через газовый счётчик поступает к плите. Давление газа измеряются манометром. С помощью регулировочного крана устанавливаются различные давления перед соплом горелки. На плите размещен сосуд, в который предусмотрена установка термометра для измерения температуры воды.

2. Открыть отключающий кран на газопроводе, открыть кран горелки плиты и зажечь горелку. Установить номинальное давление газа перед горелкой.

3. Определить массу сосуда с крышкой. Налить в сосуд холодную воду и поставить его на плиту с горящей горелкой. Опыт начинается при достижении температуры воды  $20\text{ }^{\circ}\text{C}$ .

4. При достижении температуры воды  $20\text{ }^{\circ}\text{C}$  включить секундомер и зафиксировать показания газового счётчика. Когда температура воды поднимется до  $90\text{ }^{\circ}\text{C}$ , остановить секундомер и зафиксировать показания счётчика.

5. Записать в таблицу 7.1 температуру газа  $t_2$ , давление газа перед горелкой  $P_2$ , атмосферное давление  $P_6$ , массу воды  $m_1$  и сосуда  $m_2$ .

6. Открыть регулирующий кран полностью. Повторить пункты 3 – 5. После записи результатов измерения установку отключить.

Таблица 7.1

Измеряемая величина		Номер опыта	
		1	2
Масса, кг:	сосуда $m_2$		
	воды $m_1$		
Расход газа (по показаниям счётчика) $V_{\text{изм}}$ , $\text{м}^3$			
Давление газа перед горелкой $P_2$ , Па			
Температура газа $t_2$ , $^{\circ}\text{C}$			
Атмосферное давление $P_6$ , Па			
Продолжительность опыта, с			
КПД горелки плиты, %			

## 7. Обработка экспериментальных данных

1. Привести расход газа к стандартным условиям  $V_{\text{прив}}$ , м<sup>3</sup>:

$$V_{\text{прив}} = V_{\text{изм}} \frac{P_6 + P_r}{101325} \cdot \frac{288,15}{273,15 + t_r}, \quad (7.1)$$

где  $V_{\text{изм}}$  – измеренный объёмный расход газа за время испытаний, м<sup>3</sup>;

$P_6 = 0,1$  МПа – атмосферное давление воздуха;

$P_r$  – давление газа перед горелкой, МПа;

$t_r = 20$  – температура газа перед горелкой, °С.

2. Рассчитать номинальную тепловую мощность горелки,  $N_{\text{ном}}$ , кВт:

$$N_{\text{ном}} = V_{\text{ном}} Q_v, \quad (7.2)$$

где  $V_{\text{ном}}$  – объёмный номинальный расход сухого газа, пересчитанный к стандартным условиям испытаний, м<sup>3</sup>/ч;

$Q_v$  – высшая теплота сгорания газа при стандартных условиях,  $Q_v = 42\,083$  кДж/м<sup>3</sup>.

$$\frac{V_{\text{ном}}}{V_{\text{изм}}} = \sqrt{\frac{101,325 + P_r}{101,325} \cdot \frac{P_6 + P_r}{101,325} \cdot \frac{288,15}{273,15 + t_r}}. \quad (7.3)$$

3. Рассчитать коэффициент полезного действия горелки по формуле:

$$\eta = \frac{c_p m (t_2 - t_1)}{V_{\text{прив}} Q_v} \cdot 100 \%, \quad (7.4)$$

где  $c_p = 4,187$  кДж/кг·°С – удельная теплоёмкость воды;

$m$  – масса испытательного сосуда с водой, кг,

$$m = m_1 + 0,213 \cdot m_2, \quad (7.5)$$

где  $m_1$  – масса воды в испытательном сосуде, кг;

$m_2$  – масса испытательного сосуда с крышкой, кг;

$t_1, t_2$  – начальная и конечная температуры воды в испытательном сосуде, °С.

4. Рассчитать по формуле (7.2) предельную тепловую мощность, используя данные второго опыта и КПД по формуле (7.4).

5. Сравнить полученное значение номинальной тепловой мощности горелки с паспортной величиной. Вычислить абсолютную погрешность  $\Delta = N_{\text{ном}}^{\text{изм}} - N_{\text{ном}}^{\text{пасп}}$  и

относительную  $\delta = \left( \Delta / N_{\text{ном}}^{\text{пасп}} \right) \cdot 100 \%$ .

## 8. Контрольные вопросы

1. По каким показателям классифицируются газовые плиты?
2. Перечислите основные части газовой плиты.

3. Назовите основные технические характеристики унифицированной 4-х конфорочной газовой плиты.
4. Объясните принцип действия конфорочной горелки.
5. Какие типы конструкций конфорочных горелок используются в отечественных плитах?
6. Какие неисправности могут возникать в газовых плитах?
7. Перечислите основные требования, предъявляемые к помещениям при установке в них газовых плит.
8. Как следует размещать газовые плиты в помещении?
9. В каких помещениях установка газовых плит не допускается?

# **МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ДЛЯ ВЫПОЛНЕНИЯ КУРСОВОГО ПРОЕКТА ПО ДИСЦИПЛИНЕ «ГАЗОСНАБЖЕНИЕ» НА ТЕМУ «ГАЗОСНАБЖЕНИЕ РАЙОНА ГОРОДА»**

для студентов специальности 70 04 02 «Теплогазоснабжение, вентиляция и охрана воздушного бассейна» дневной и заочной форм обучения и слушателей ИПКиП.

## **Введение**

Настоящие методические указания подготовлены для студентов специальности 1-70 04 02 «Теплогазоснабжение, вентиляция и охрана воздушного бассейна» в соответствии с учебной программой дисциплины «Газоснабжение».

Основным назначением данных методических указаний является разъяснение физической сущности изучаемых процессов, ознакомление студентов с методикой проведения работ, а также закрепление теоретического материала по изучаемой дисциплине.

Краткое изложение теории изучаемого явления с подробным описанием методики выполнения работы облегчит самостоятельную подготовку и последовательность выполнения курсового проекта.

## **1. Общие требования к оформлению курсового проекта**

Курсовой проект должен содержать расчетно-пояснительную записку объемом 50-55 страниц и графический материал. Оформление расчетно-пояснительной записки осуществляется на одной стороне белой писчей бумаги формата А4 (210x297 мм). Графический материал выполняется на одной стороне белой писчей бумаги формата А1 (594x841 мм).

Общие требования и правила оформления изложены в стандарте университета СТ БГТУ 01 – 2002.

## **2. Общие методические указания**

Курсовой проект по дисциплине "ГАЗОСНАБЖЕНИЕ" выполняется студентами специальности 1-70 04 02 «Теплогазоснабжение, вентиляция и охрана воздушного бассейна».

Цель курсового проекта:

а) закрепить и углубить знания, полученные студентами в процессе изучения курса;

б) научить студентов комплексно применять полученные знания при самостоятельном решении технических вопросов, связанных с комплексной механизацией основных производственных процессов;

в) воспитать у студентов чувство ответственности за порученную работу и личной инициативы при решении поставленной задачи;

г) подготовить студентов к самостоятельной работе со справочной литературой, действующими нормативными документами, ведомственными нормативами, инженерными методами расчета, применяемыми в проектных организациях и промышленности и выработать навыки в составлении расчетно-пояснительных записок.

Конечной целью курсового проектирования является подготовка студентов к выполнению дипломного проекта.

### **3. Задание к курсовому проекту**

Задания по курсовому проекту (индивидуальные для каждого студента) разрабатываются руководителями проектов и утверждаются заведующим кафедрой.

Вариант выполнения графической части курсового проекта определяется руководителем проекта в зависимости от задания и темы курсового проекта.

Все вопросы, возникающие у студентов в процессе проектирования, разрешаются руководителем проекта.

Выполняемый курсовой проект сдается руководителю проекта.

#### **ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ:**

1. Генпланы районов города и квартала. Границы районов указаны на генплане.
2. План секции первого этажа жилого дома;
3. Месторасположение города (область);
4. Этажность застройки кварталов города и рассматриваемого жилого дома.
5. Состав газа, используемого для газоснабжения;
6. Годовые расходы газа на технологические нужды промышленных предприятий (ПП);
7. Охват газоснабжением жилых домов – 100%

### **4. Состав курсового проекта**

Курсовой проект «Газоснабжение района города» состоит из расчетно-пояснительной записки и графической части.

Расчетно-пояснительная записка должна содержать следующие разделы:

исходные данные (задание по курсовому проектированию);

- общие сведения о газоснабжении; определение характеристик газообразного топлива;
- определение количества жителей города;
- определение расчетных расходов газа районом города;
- определение расчетных расходов газа потребителями;
- расчет количества сетевых ГРП (ГРУ);
- описание системы газоснабжения районов города;
- гидравлический расчет газовой сети высокого или среднего давления;
- гидравлический расчет распределительной сети низкого давления;
- разработка внутридомовой системы газоснабжения секции жилого дома и ее расчет.

Все расчеты в пояснительной записке должны сопровождаться соответствующими пояснениями, ссылками на источники.

Графическая часть содержит: генплан района города с газовыми сетями среднего (высокого) давления с нанесением ГРП и всех сосредоточенных потребителей с указанием участков газопровода, на которых показывают длины участков, расходы газа, диаметры газопровода; расчетные схемы сети низкого (СНД) и высокого (среднего) давления (СВД, ССД); план первого или типового этажа жилого здания с нанесением внутридомового газопровода, стояков, газовых приборов, счетчиков, отключающих устройств, футляров, вентиляционных и дымовых каналов; аксонометрическая схема внутридомового газопровода с обозначением расчетных участков, диаметров, сечений, типоразмеров оборудования, отключающих устройств, отметки пола и земли.

## **5. Методические указания к выполнению курсового проекта «Газоснабжение района города»**

В курсовом проекте необходимо разработать двухступенчатую систему распределения газа с выполнением первой ступени газопроводами среднего (высокого) давления, а второй – низкого давления. От сети среднего (высокого) давления запроектировать снабжение газом сосредоточенных потребителей: промпредприятий, газорегуляторных пунктов (ГРП), котельной, хлебозавода, больницы. От сети низкого давления проектируется газоснабжение хозяйственно-бытовых и коммунальных потребителей. Районная распределительная сеть низкого давления должна быть запроектирована кольцевой.

Проект выполняется на перспективный план застройки района города.

На генплане района города указаны три микрорайона жилой застройки:

№1 – перспективной многоэтажной застройки (от 6 до 10 этажей);

№2 – существующей малоэтажной застройки (от 2 до 5 этажей);

№3 - существующий район одноэтажной усадебной застройки.

Районы №1 и 2. Отопление и горячее водоснабжение 100% жилых и общественных зданий централизованное – от котельной.

Район №3. Отопление и горячее водоснабжение – децентрализованное от газовых агрегатов или печей периодического действия, работающих на газе.

Котельная сжигает газ для выработки теплоты на нужды:

- Отопления и вентиляции жилых и общественных зданий районов №1 и №2;
- Горячее водоснабжение районов №1 и № 2;
- Отопления и вентиляции промышленных предприятий (ПП), присоединенных к водяной тепловой сети; отопительно-вентиляционная нагрузка ПП в пределах заданной технологической нагрузки составляет не более 30%;
- Фабрики-прачечной, которая имеет отдельный паропровод от котельной;
- Бань, расположенных в жилых кварталах и присоединенных к водяной тепловой сети от котельной;
- Предприятий общественного питания.

К сосредоточенным потребителям газа, имеющим на входе высокое (среднее) давление газа, относятся:

- Хлебозаводы;
- Больницы;
- ГРП сетей низкого давления;
- Промышленные предприятия;
- Котельная.

### 5.1. Определение свойств газообразного топлива

Для определения свойств природного газа необходимо рассчитать его низшую теплоту сгорания  $Q_H^P$ , кДж/м<sup>3</sup>, и плотность  $\rho_{см}$ , кг/м<sup>3</sup>. Низшая объемная теплота сгорания сложных газов рассчитывается по составу газообразного топлива и теплоте сгорания компонентов [1, 8]

Низшая теплота сгорания газообразного топлива на сухую массу определяется по формуле:

$$Q_H^P = 0.01 \sum (Q_{Hi}^P \cdot r_i) \quad (1.1)$$

где  $Q_{Hi}^P$  – объемная низшая теплота сгорания  $i$ -го компонента, входящего в смесь газов (определяется по приложению 2);

$r_i$  – объемная доля  $i$ -го компонента газа, % (принимается по приложению 1).

Плотность газового топлива в нормальных условиях определяется по формуле:

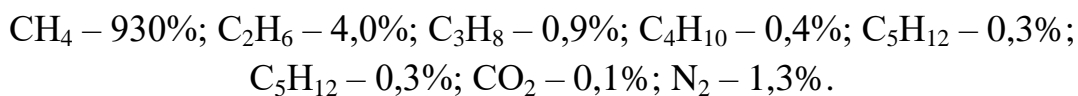
$$\rho_{см} = 0,01 \sum \rho_i \cdot r_i \quad (1.2)$$



где  $\rho_i$  – плотность  $i$ -го компонента смеси при нормальных условиях, кг/м<sup>3</sup>, (определяется по приложению 2).

### Пример 1.

Определить теплофизические характеристики сухого природного газа следующего состава:



Низшая теплота сгорания газообразного топлива по формуле (1.1) равняется

$$Q_{\text{H}}^{\text{P}} = 0,01 (35760 \cdot 93 + 63650 \cdot 4 + 91140 \cdot 0,9 + 118530 \cdot 0,4 + 146180 \cdot 0,3) = 37536 \text{ кДж/м}^3.$$

Для определения плотности газовой смеси значения плотности отдельных компонентов (приложение 2) подставляют в формулу (1.2):

$$\rho_{\text{см}} = 0,01 (0,717 \cdot 93 + 1,356 \cdot 4 + 2,004 \cdot 0,9 + 2,702 \cdot 0,4 + 3,457 \cdot 0,3 + 1,977 \cdot 0,1 + 1,251 \cdot 1,3) = 0,78 \text{ кг/м}^3$$

## 5.2. Определение расхода газа районом города

Городские потребители расходуют газ неравномерно. Для выявления особенностей неравномерности расхода газа городских потребителей условно подразделяют на следующие категории:

- а) бытовые (приготовление пищи и нагревание воды в квартирах жилых домов);
- б) коммунально-бытовые (бани, прачечные, хлебозаводы, общественные, лечебные, детские и прочие учреждения);
- в) отопление, вентиляция и централизованное горячее водоснабжение жилых, общественных и производственных зданий;
- г) промышленное потребление для технологических и энергетических нужд предприятия.

Расход газа определяют отдельно на каждого потребителя.

### 5.2.1. Определение количества жителей

По заданному генплану района города выполняем нумерацию кварталов с определением площадей квартала. Зная этажность застройки района города, находим плотность населения [7].

Следует учитывать классификацию жилых домов, принятую в СТБ 1154, по этажности: малоэтажные — 1–3 этажа, среднеэтажные — 4–5 этажей, многоэтажные — 6–9 этажей, повышенной этажности — 10 этажей и более.

Количество жителей по кварталам определяется по формуле:

$$N_{\text{кв}} = \frac{\Pi \cdot F_{\text{кв}}}{b}, \quad (2.1)$$

где  $\Pi$  – плотность жилищного фонда, м<sup>2</sup>/га (таблица 1);

$F_{\text{кв}}$  – площадь кварталов района города, га;

$b = 20 \text{ м}^2/\text{чел}$  – норма общей площади в жилых зданиях на 1 человека [7].

Количество жителей, проживающих в районе города, чел., определяется по формуле:

$$N = \sum_1^n N_{\text{кви}}, \quad (2.2)$$

где  $N_{\text{кви}}$  – количество жителей в  $i$ -ом квартале.

Таблица 1

Плотность структурно-планировочных модулей жилой застройки

Тип застройки	Плотность жилищного фонда, П, м <sup>2</sup> общ. пл./га, не менее
Многоквартирная повышенной этажности	9000
<b>Многоквартирная многоэтажная</b>	<b>5000</b>
<b>Многоквартирная среднеэтажная и малоэтажная</b>	<b>2500</b>
Усадебная высокоплотная (размеры участка от 0,02 до 0,04 га)	1500
<b>Усадебная среднеплотная</b> (размеры участка от 0,04 до 0,10 га)	<b>1000</b>
Усадебная низкоплотная (размеры участка от 0,10 до 0,15 га)	750
Смешанная высокоплотная	2000
Смешанная среднеплотная	1000
<i>Примечание</i> — Для жилого района необходимо снижать расчетные показатели плотности на 15 %–20 % с учетом размещения на их территории общественных и производственно-деловых объектов районного и городского значения.	

Площадь кварталов вычисляют по генплану, не включая площади улиц, проспектов, площадей, парков, территории промышленных предприятий и заносят в таблицу 2.

Таблица 2

№ кварталов	Площадь квартала м <sup>2</sup> ·10 <sup>4</sup>	Количество жителей в квартале, чел.
1	2	3

### 5.2.2. Определение расчетных расходов газа

Годовые расходы газа для каждой категории потребителей следует определять на конец расчетного периода с учетом перспективы развития объектов — потребителей газа.

Продолжительность расчетного периода устанавливается на основании плана перспективного развития объектов — потребителей газа, а также в соответствии с разработанным генеральным планом развития города или иного населенного пункта.

Годовые расходы газа для жилых домов, предприятий бытового обслуживания населения, общественного питания, предприятий по производству хлеба и кондитерских изделий, а также для учреждений здравоохранения следует определять по нормам расхода теплоты, приведенным в приложении 4.

Нормы расхода газа для потребителей, не перечисленных в приложении 4, следует принимать по нормам расхода других видов топлива или по данным фактического расхода используемого топлива с учетом КПД при переходе на газовое топливо.

Годовые расходы газа на технологические нужды промышленных предприятий следует определять по данным топливопотребления (с учетом изменения КПД при переходе на газовое топливо) этих предприятий с перспективой их развития или на основе технологических норм расхода топлива (принимаются по заданию, приложение 3).

### 5.2.3. Определение расхода газа по заданной плотности населения и площади кварталов с учетом коммунально-бытовых предприятий

**2.3.1.** Годовой расход газа в **жилых домах**, м<sup>3</sup>/год, определяются по формуле:

$$V_{ж.зд.}^z = \frac{N \cdot 10^3 \cdot q^z \cdot k}{Q_n^p}, \quad (2.3)$$

где  $N$  — количество жителей в районе города;

$q^z$  — годовая норма потребления газа на 1 чел в год, МДж, определяется по приложению 4;

$k$  — коэффициент охвата населения газоснабжением  $k = 1$ ;

$Q_n^p$  — низшая теплота сгорания газа, кДж/м<sup>3</sup>.

**2.3.2.** Годовой расход газа на **предприятиях бытового обслуживания населения**, м<sup>3</sup>/год, определяется по следующим формулам:

Прачечные

$$V_{np}^z = \frac{q \cdot N \cdot 10^3 \cdot z \cdot k \cdot 100}{Q_n^p \cdot 1000}, \quad (2.4)$$

где  $V_{np}^z$  — расход газа прачечными, м<sup>3</sup>/год;

$q$  – норма расхода газа на 1 т сухого белья, МДж, принимается по приложению 4;

$N, k, Q_n^p$  – то же, что в формуле 2.3;

$z$  – доля населения, которая пользуется услугами прачечных,  $z = 0,1 \div 0,3$ ;

$\frac{100}{1000}$  – норма накопления белья 100 тонн/1000 человек.

### Бани

$$V_{бан}^z = \frac{q \cdot N \cdot 10^3 \cdot 52 \cdot k \cdot z}{Q_n^p}, \quad (2.5)$$

где  $V_{бан}^z$  – расход газа банями, м<sup>3</sup>/год;

$q$  – норма расхода газа на одну помывку, МДж, принимается по приложению

4;

$N, k, Q_n^p$  – то же, что в формуле 2.3;

52 – количество помывок на одного человека;

$z$  – доля населения, которая пользуется услугами бань,  $z = 0,1 \div 0,3$ .

**2.3.3.** Годовой расход газа **предприятиями общественного питания**, м<sup>3</sup>/год, определяется по формуле:

$$V_{об.пит.}^z = \frac{360 \cdot q \cdot z \cdot N \cdot 10^3 \cdot k}{Q_n^p}, \quad (2.6)$$

где  $V_{об.пит.}^z$  – расход газа предприятием общественного питания, м<sup>3</sup>/год;

$q$  – норма расхода газа на приготовление одной порции пищи, МДж, (принимается по приложению 4), годовой расход газа на один обед  $q=4,2$ ; годовой расход газа на один завтрак или ужин  $q=2,1$ ;

$N, k, Q_n^p$  – то же, что в формуле 2.3;

360 – количество рабочих дней предприятий общественного питания в году;

$z$  – доля населения, которая пользуется услугами столовых,  $z = 0,1 \div 0,3$ .

**2.3.4.** Годовой расход газа **учреждениями здравоохранения**, м<sup>3</sup>/год, определяется по формуле:

$$V_{здр}^z = \frac{12 \cdot q \cdot k \cdot N \cdot 10^3}{1000 \cdot Q_n^p}, \quad (2.7)$$

где  $V_{здр}^z$  – расход газа больницами, м<sup>3</sup>/год;

$q$  – норма расхода газа на одного пациента, МДж, (принимается по приложению 4); годовой расход газа на приготовление пищи  $q=3200$ ; годовой расход газа на приготовление горячей воды для хозяйственно-бытовых нужд и лечебных процедур  $q=9200$ ;

$N, k, Q_n^p$  – то же, что в формуле 2.3;

$\frac{12}{1000}$  – общая вместимость, определяется из расчёта 12 коек на 1000 жителей.

**2.3.5. Годовой расход газа предприятиями по производству хлеба, м<sup>3</sup>/год, определяется по формуле:**

$$V_{xl}^z = \frac{q \cdot N \cdot z \cdot 365 \cdot k \cdot 10^3}{1000 \cdot Q_n^p}, \quad (2.8)$$

где  $V_{xl}^z$  – расход газа предприятиями по производству хлеба, м<sup>3</sup>/год;

$q$  – норма расхода газа на приготовление тонны хлебобулочных изделий, МДж, (принимается по приложению 4); годовой расход газа на выпечку хлеба формового  $q=2500$ , годовой расход газа на выпечку хлеба подового, батонов, булок, сдобы  $q=5450$ , годовой расход газа на выпечку кондитерских изделий (тортов, пирожных, печенья, пряников и т.п.)  $q=7750$ ;

$N, k, Q_n^p$  – то же, что в формуле 2.3;

$z$  – объем суточной выпечки на 1000 жителей, составляет 0,6 – 0,8 т;

365 – количество дней в году.

**2.3.6. Расчетный часовой расход газа на бытовые и коммунально-бытовые цели** чаще всего определяется как доля суммарного годового расхода газа на эти же цели. **Часовые расходы газа, м<sup>3</sup>/ч, определяются по формуле:**

$$V^h = V_i^z \cdot K_{max}^h, \quad (2.9)$$

где  $V_i^z$  – годовой расход газа, м<sup>3</sup>/год;

$K_{max}^h$  – коэффициент часового максимума, принимается для жилых зданий, для предприятий и учреждений по приложению 5 и 6.

Потребление газа в районе города различными потребителями зависит от многих факторов. Каждый потребитель имеет свои особенности и потребляет газ по-своему. Между ними существует определенная неравномерность в потреблении газа. Учет неравномерности потребления газа осуществляется путем введения коэффициента часового максимума  $K_{max}^h$ , который обратно пропорционален периоду, в течение которого расходуется годовой ресурс газа при максимальном его потреблении.

$$K_{max}^h = 1 / m, \quad (2.10)$$

где  $m$  – количество часов использования максимума нагрузки в году, ч/год [1].

С помощью  $K_{max}^h$  определяется часовой расход газа для каждого потребителя города ( $\text{м}^3/\text{ч}$ ):

$$V_i^{\text{ч}} = V_i^{\text{год}} \cdot K_{max}^h = V_i^{\text{год}} / m, \quad (\text{м}^3/\text{ч}), \quad (2.11)$$

где  $t_{\text{в}}$ ,  $t_{\text{ср.от}}$ ,  $t_{\text{н}}$  – температуры соответственно внутреннего воздуха отапливаемых помещений, средняя наружного воздуха начала отопительного периода, расчётная наружная для данного района строительства по таблице 5, °С.

$$V_{\text{ж.зд.}}^{\text{ч}} = V_i^{\text{с}} \cdot K_{max}^h, \quad \text{м}^3/\text{ч};$$

$$V_{\text{прач.}}^{\text{ч}} = V_i^{\text{с}} \cdot 1/2900, \quad \text{м}^3/\text{ч};$$

$$V_{\text{бани}}^{\text{ч}} = V_i^{\text{с}} \cdot 1/2700, \quad \text{м}^3/\text{ч};$$

$$V_{\text{общ.пит.}}^{\text{ч}} = V_i^{\text{с}} \cdot 1/2000, \quad \text{м}^3/\text{ч};$$

$$V_{\text{здр.}}^{\text{ч}} = V_i^{\text{с}} \cdot K_{max}^h, \quad \text{м}^3/\text{ч};$$

$$V_{\text{хл.}}^{\text{ч}} = V_i^{\text{с}} \cdot 1/6000, \quad \text{м}^3/\text{ч};$$

**2.3.7. Расчётный расход газа на отопление жилых зданий микрорайонов № 1, 2 и 3, общественных зданий и коммунально-бытовых предприятий** определяется по максимальному часовому расходу тепла:

$$V_o = \frac{\alpha \cdot q_o \cdot V_{\text{зд}} \cdot (t_{\text{вн}} - t_{\text{но}})}{0,28 \cdot h \cdot Q_{\text{н}}^{\text{р}} \cdot \eta} \quad (2.12)$$

где  $V_o$  – расчётный расход газа на отопление жилых, общественных зданий и коммунально-бытовых предприятий,  $\text{м}^3/\text{ч}$ ;

$\alpha$  – коэффициент, учитывающий изменение удельной отопительной характеристики здания  $q_o$  в зависимости от расчётной температуры наружного воздуха  $t_{\text{но}}$  для проектирования систем отопления (таблица 3) [5];

$q_o$  – удельная отопительная характеристика (таблица 4) [5];

$V_{\text{зд}}$  – наружный строительный объём отапливаемых зданий,  $\text{м}^3$ , определяется по формулам

$$V_{\text{зд}}^{\text{жс}} = \gamma_{\text{зд}}^{\text{жс}} \cdot N, \quad (2.13)$$

$$V_{зд}^{общ} = \gamma_{зд}^{общ} \cdot N, \quad (2.14)$$

$N, Q_n^p$  – то же, что в формуле 2.3;

$\gamma_{зд}^{жс}$  – средняя кубатура жилых зданий,  $\gamma_{зд}^{жс} = 60 \text{ м}^3/\text{чел.}$ ;

$\gamma_{зд}^{общ}$  – средняя кубатура общественных зданий; при количестве жителей до 12 тыс. чел.  $\gamma_{зд}^{общ} = 15 \text{ м}^3/\text{чел.}$ ; при количестве жителей более 12 тыс. чел.  $\gamma_{зд}^{общ} = 20 \text{ м}^3/\text{чел.}$

$t_{вн}$  – расчётная температура внутреннего воздуха отапливаемых зданий, принимается  $18 \text{ }^\circ\text{C}$ ;

$t_{но}$  – расчётная температура наружного воздуха для проектирования систем отопления,  $^\circ\text{C}$ , [5];

$\eta$  – КПД отопительных установок в долях единицы (для отопительных котельных принимается равным  $0,8 - 0,85$ ).

$h$  – стандартная высота потолка старого образца –  $2,5 \text{ м}$ , нового  $3,2 \text{ м}$  – и выше стандартная высота потолка общественных зданий –  $3-3,5 \text{ м}$  [6].

Таблица 3

Значение поправочного коэффициента  $\alpha$  в зависимости от температуры наружного воздуха

$t_{но}, \text{ }^\circ\text{C}$	-10	-15	-20	-25	-30	-35	-40	-50
$\alpha$	1,45	1,20	1,17	1,08	1,00	0,95	0,85	0,82

Таблица 4

Рекомендуемые значения удельной тепловой характеристики для жилых зданий

Тип здания и ограждающих конструкций	Удельная тепловая характеристика $q_o, \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{ }^\circ\text{C})$
1 Многоэтажные здания (9 этажей и более) с наружными стенами из:	
панелей	0,49
монолитного бетона	0,53
мелкоштучных материалов	0,55
2 Многоэтажные здания (6–8 этажей) с наружными стенами из:	
панелей	0,50
монолитного бетона	0,54
мелкоштучных материалов	0,56
3 Здания средней этажности (3–5 этажей) с наружными стенами из:	
панелей	0,51

монолитного бетона	0,55
мелкоштучных материалов	0,57
4 Двухэтажные здания с наружными стенами из панелей	0,95
мелкоштучных материалов	1,03
5 Жилые дома усадебного типа и коттеджи	1,15

**2.3.8. Расчётный расход газа на вентиляцию общественных зданий и коммунально-бытовых предприятий:**

$$V_g = \frac{q_g \cdot V_{зд}^{общ} \cdot (t_{вн} - t_{но})}{Q_n^p \cdot \eta}, \quad (2.15)$$

где  $V_g$  – расчетный расход газа на вентиляцию общественных зданий и коммунально-бытовых предприятий, м<sup>3</sup>/ч;

$V_{зд}^{общ}$  – наружный строительный объем общественных зданий (из формулы 2.14), м<sup>3</sup>;

$q_g$  – удельная вентиляционная характеристика здания, при отсутствии перечня зданий  $q_g = 0,84$  кДж/м<sup>3</sup> [5];

$t_{вн}$  – расчётная температура внутреннего воздуха отапливаемых зданий, при отсутствии указаний о назначении общественных зданий принимается равной +18 °С [5];

$t_{но}$ ,  $Q_n^p$ ,  $\eta$  – то же, что формуле 2.12.

**2.3.9. Расчетный (среднечасовой) расход газа за сутки наибольшего водопотребления на централизованное горячее водоснабжение от районных котельных определяется по нормам расхода горячей воды на 1 жителя в сутки:**

$$V_{zg} = K_c \cdot K_q \cdot \frac{N \cdot (a + b)}{24 \cdot Q_n^p \cdot \eta} \cdot (65 - t_x), \quad (2.16)$$

где  $V_{zg}$  – расчетный расход газа на центральное горячее водоснабжение, м<sup>3</sup>/ч;

$K_c$ ,  $K_q$  – суточный и часовой коэффициент неравномерности потребления ( $K_c = 1,2$ ;  $K_q = 1,8$ );

$a$  – норма расхода горячей воды (при температуре 65°С) для жилых зданий (принимается 140 л на 1 жителя в сутки);

$b$  – норма расхода горячей воды (при температуре 65°С) для всех общественных зданий (принимается 20 л на 1 жителя в сутки);

$t_x$  – температура водопроводной воды (при отсутствии точных данных принимается  $t_x = 5^\circ\text{C}$ );

$Q_n^p$ ,  $\eta$  – то же, что формуле 2.12.



Для микрорайона №3 применяем норму расхода горячей воды только для общественных зданий –  $b=20$  л.

**2.3.10. Расчетный расход газа районной котельной** определяется по выявленным затратам теплоты на отопление жилых и общественных зданий  $V_o$ , вентиляцию общественных зданий  $V_v$ , горячее водоснабжение жилых и общественных  $V_{гв}$ , расход газа на нужды коммунально-бытовых потребителей.

$$V_{кот} = V_o + V_v + V_{гв} + V_{прач.} + V_{бани} + V_{общ.пит.}, \quad (2.17)$$

где  $V_{кот}$  – расчетный расход газа районной котельной, м<sup>3</sup>/ч;

$V_o$  – общий расход газа на отопление жилых и общественных зданий микрорайонов №1 и №2 и на отопление общественных зданий микрорайона №3 (из п.2.3.7), м<sup>3</sup>/ч;

$V_v$  – расход газа на вентиляцию общественных зданий микрорайонов №1, №2, №3 (из п.2.3.8), м<sup>3</sup>/ч;

$V_{гв}$  – общий расход газа на горячее водоснабжение жилых и общественных зданий (из п.2.3.9), м<sup>3</sup>/ч;

$V_{прач.}$ ,  $V_{бани}$ ,  $V_{общ.пит.}$  – расход газа на нужды коммунально-бытовых потребителей (из п.2.3.6), м<sup>3</sup>/ч.

Котельную подключают к сети высокого давления, если расход газа в котельной превышает 500 м<sup>3</sup>/ч.

**2.3.11. Суммарный часовой расход газа потребителями низкого давления**, м<sup>3</sup>/ч. Часовые расходы газа на нужды мелких коммунально-бытовых потребителей (предприятия торговли, бытового обслуживания и т.д.) следует принимать в размере до 5% суммарного расхода на жилые дома.

$$\Sigma V_{снд}^ч = V_{ж.зд.}^ч + 0,05 \cdot V_{ж.зд.}^ч + V_{ж.зд.мк.р-на\ №3}^{ч(от)} \quad (2.18)$$

$$V_{ГРП} = \Sigma V_{снд}^ч \quad (2.19)$$

где  $\Sigma V_{снд}^ч$  – сумма часовых расходов газа на бытовые и коммунально-бытовые цели, м<sup>3</sup>/ч (сети низкого давления);

$V_{ГРП}$  – часовой расход газа потребителями низкого давления (жилые здания, коммунально-бытовые предприятия и учреждения), м<sup>3</sup>/ч.

**2.3.12. Часовой расход газа сетями высокого (среднего) давления**  $V_{свд}^ч$ , м<sup>3</sup>/ч. Промышленные предприятия, котельные, больницы, хлебозаводы, присоединяемые к сети высокого (среднего) давления газа через газорегуляторные пункты (ГРП, ШРП), относятся к сосредоточенным потребителям.

$$V_{свд}^ч = V_{ГРП} + V_{кот} + V_{Хл} + V_{Б} + \Sigma V_{ПП} \quad (2.20)$$

где  $\Sigma V_{III} = \Sigma(V_i \cdot K_{max}^h)$  – сумма максимальных часовых расходов газа промышленными предприятиями, м<sup>3</sup>/ч;

$V_i$  – годовые расходы газа на технологические и энергетические нужды промышленных и коммунально-бытовых предприятий определяют по удельным нормам расхода топлива, объему выпускаемой продукции и величине фактического топливопотребления. Расход газа определяют отдельно для каждого предприятия по заданию (приложение 3).

$K_{max}^h$  – коэффициент часового максимума расхода газа на нужды промышленных предприятий (приложение 7).

### 2.3.13. Общий часовой расход газа для нужд района города $V_{район}^ч$ , м<sup>3</sup>/ч:

$$V_{район}^ч = V_{свд}^ч \quad (2.21)$$

Общий часовой расход газа на район города складывается из расходов газа на отопление, горячее водоснабжение и принудительную вентиляцию зданий во всем районе города.

### 2.3.14. Годовой расход газа на отопление $V_{от}^{год}$ , м<sup>3</sup>/год, жилых и общественных зданий рассчитывают по формуле [1]:

$$V_{год}^{от} = \frac{\alpha \cdot q_o (t_b - t_{ср.от}) \cdot V_{зд} \cdot 24 \cdot z_{от}}{0,28 \cdot h \cdot Q_H^p \cdot \eta} = V_o \cdot 24 \cdot z_{от} \quad (2.22)$$

где  $\alpha$  – поправочный коэффициент принимается в зависимости от температуры наружного воздуха  $t_n$  по таблице 3;

$q_o$  – удельная отопительная характеристика; принимается в зависимости от этажности зданий по таблице 4;

$V_{зд}$  – наружный строительный объём отапливаемых зданий, м<sup>3</sup>, то же, что в формулах 2.13 и 2.14;

$t_b$  – температура внутреннего воздуха, °С;

$t_{ср.от.}$  – средняя температура наружного воздуха начала отопительного периода по таблице 5, °С, [5];

$z_{от}$  – продолжительность отопительного периода, сут. по таблице 5, [5];

$Q_H^p, \eta, h$  – то же, что в формуле 2.12.

Таблица 5

Область	Средняя температура наружного воздуха $t_{ср.от.}$ , °С	Продолжительность отопительного периода $z_{от}$ , сут.
Брестская	0,2	187
Витебская	-0,2	207
Гомельская	-1,6	194

Гродненская	-0,5	194
Минская	-1,6	202
Могилевская	-1,9	204

*Примечание* — Приведены данные для среднесуточной температуры наружного воздуха начала отопительного периода 8 °С.

**2.3.15. Годовой расход газа на централизованное горячее водоснабжение**  $V_{zg}^{год}$ , м<sup>3</sup>/год, от котельных определяют по формуле [1]:

$$V_{zg}^{год} = \frac{24 \cdot g_{ГВ} \cdot \left[ z_{от} + (350 - z_{от}) \cdot \frac{(65 - t_{хл})}{(65 - t_{хз})} \cdot \beta \right] \cdot N}{Q_H^p \cdot \eta}, \quad (2.23)$$

где  $g_{ГВ} = 1,47$  (МДж/(чел · ч)) – укрупненный показатель среднечасового расхода теплоты на горячее водоснабжение;

$N$  – число жителей района города, пользующихся горячим водоснабжением от котельной (микрорайоны №1 и №2), чел.;

$\beta = 0,8$  – коэффициент учитывающий снижение расхода горячей воды в летний период;

$t_{хл}$ ,  $t_{хз}$  – температуры водопроводной воды в летний и зимний периоды, °С (при отсутствии данных принимают  $t_{хл} = +15$ ,  $t_{хз} = +5$ ).

**2.3.16. Годовой расход газа на принудительную вентиляцию общественных зданий**  $V_g^{год}$ , м<sup>3</sup>/год, можно определить из выражения:

$$V_g^{год} = V_B \cdot 16 \cdot z_{от}, \quad (2.24)$$

где  $V_B$  – расчетный часовой расход газа на вентиляцию, м<sup>3</sup>/ч, (формула 2.15);

16 – число часов работы системы вентиляции общественных зданий в течение суток, ч;

$z_{от}$  – продолжительность отопительного периода, сут (таблица 5).

Пропускную способность газовых сетей необходимо рассчитывать на пиковые, максимально часовые расходы газа. Максимально часовые расходы для газопроводов определяются по годовым расходам и коэффициентам неравномерности потребления. Если бы потребление в течение года было равномерным и равным максимально часовому расходу, тогда весь годовой расход потребил бы  $m$  часов, которое равно числу использования максимума. Величину, обратную  $m$ , называют **коэффициентом часового максимума**  $K_{max}^h$ :

$$K_{max}^h = \frac{1}{m} \quad (2.25)$$

Чем больше потребителей присоединено к газопроводу, тем меньше число часов использования максимума  $m$  и больше расчетный расход [1].

Число часов использования максимума для бытовых потребителей, коммунальных и промышленных предприятий приводиться в нормативных документах [3].

Количество часов использования максимума нагрузки (ч/год) для отопительных котельных определяется по формуле:

$$m_{\text{котельн.}} = 24 \cdot z_{\text{от}} \cdot [(t_{\text{в}} - t_{\text{ср.от}}) / (t_{\text{в}} - t_{\text{н}})], \quad (2.26)$$

где  $t_{\text{в}}$ ,  $t_{\text{ср.от}}$ ,  $t_{\text{н}}$  - температуры соответственно внутреннего воздуха отапливаемых помещений, средняя наружного воздуха за отопительный период, расчётная наружная для данного района строительства (таблица 5), °С.

Результаты расчета сводятся в таблицу 6.

Таблица 6

**Годовые и максимальные часовые расходы газа городом**

Характер потребления газа	Годовые расходы газа, V, м <sup>3</sup> /год	Коэффициент часового максимума $K_{\text{max}}^h$	Максимальные часовые расходы газа по микрорайонам, $V \cdot K_{\text{max}}^h$ , м <sup>3</sup> /ч
1	2	3	4
<p>1. Потребление низкого давления газа:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• жилые дома <ul style="list-style-type: none"> <li>– микрорайон №1</li> <li>– микрорайон №2</li> <li>– микрорайон №3</li> </ul> </li> <li>• отопление жилых зданий микрорайона №3</li> </ul>			
<b>Всего:</b>			
<p>2. Потребители среднего (высокого) давления газа:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Сетевые ГРП</li> <li>• Больницы</li> <li>• Хлебозаводы</li> <li>• Котельная <ul style="list-style-type: none"> <li>– отопление жилых и общественных зданий в районах №1 и №2</li> <li>– вентиляция жилых и общественных зданий в районах №1 и №2</li> <li>– централизо-</li> </ul> </li> </ul>			

<p>ванное горячее водоснабжение в районах №1 и №2.</p> <p>•Промышленные предприятия (ПП)</p>			
<b>Всего:</b>			

### 5.3. Определение удельных часовых расходов газа

Для определения расчетного расхода газа на площадь каждого квартала необходимо рассчитать удельный расход газа на одного человека по зонам застройки. Удельный часовой расход газа на одного человека, учитывающий потребителей, присоединенных к сетям низкого давления  $e$ ,  $\text{м}^3/(\text{ч}\cdot\text{чел})$ , равен:

$$e = V_{\text{снд}}^{\text{ч}} / N \quad (3.1)$$

где  $V_{\text{снд}}^{\text{ч}}$  – часовой расход газа, транспортируемый сетями низкого давления,  $\text{м}^3/\text{ч}$ ;  
 $N$  – число жителей в районе, чел.

### 5.4. Системы газоснабжения

Для газоснабжения населенных мест применяются одноступенчатые, двух-, трёх- и многоступенчатые системы газоснабжения.

Согласно [3] газопроводы газораспределительной системы в зависимости от рабочего (избыточного) давления транспортируемого газа подразделяются на:

— газопроводы высокого давления I категории — при рабочем давлении газа: от 0,6 до 1,2 МПа;

— газопроводы высокого давления II категории — при рабочем давлении газа от 0,3 до 0,6 МПа;

— газопроводы среднего давления — при рабочем давлении газа от 5 кПа до 0,3 МПа;

— газопроводы низкого давления — при рабочем давлении газа до 5 кПа.

Газопроводы низкого давления служат для транспортирования газа в жилые, общественные здания и предприятия бытового обслуживания. Газопроводы среднего и высокого давления II категории служат для питания городских распределительных се-

тей низкого и среднего давления через газорегуляторные пункты (ГРП). Газопроводы высокого давления I категории являются основными артериями, питающими крупный город; по ним газ подают через ГРП в сети среднего и высокого давления, а также промышленным предприятиям, технологические процессы которых нуждаются в газе давлением свыше 0,6 Мпа.

Городские системы газоснабжения присоединяются к магистральным газопроводам через газораспределительную станцию (ГРС). Из ГРС в основное городское кольцо газ поступает по нескольким ниткам. Система газоснабжения многоступенчатая. Газ последовательно проходит по газопроводам высокого давления, поток газа дросселируется клапанами регуляторов, его давление снижается и газ поступает в газопроводы более низкой ступени давления. [10]

Связь между газопроводами различных давлений должна осуществляться через ГРП.

#### **5.4.1. Выбор и обоснование системы газоснабжения**

Выбор схемы газоснабжения (количество ступеней давления) производится исходя из следующих соображений: чем больше давление газа в газопроводе, тем меньше его диаметр и стоимость, но зато усложняется прокладка сети – необходимо выдерживать большие размеры до здания и сооружения, не по всем улицам можно проложить сеть высокого давления. С увеличением количества ступеней давления в системе добавляются новые газопроводы и ГРП, но уменьшаются диаметры последующих ступеней давления.

Многоступенчатые системы являются экономичными системами, так как основные потоки газа транспортируют под высоким давлением, что приводит к сокращению материаловложений в газовые сети.

При проектировании городских сетей должны выдерживаться следующие принципы: кольцевание основных транзитных загородных магистралей, кольцевание транзитных внутригородских линий и питание их из нескольких точек. Для повышения надёжности желательно иметь два или несколько колец. **Распределительные сети должны быть многократно кольцевыми с питанием их из нескольких пунктов и возможностью питания каждого участка с двух сторон.** Только для небольших посёлков можно применять тупиковые сети и питание из одной точки.

**Ответвления на кварталы, к отдельным группам зданий и дворовые сети устанавливаются тупиковыми** (см. рис. 1). Плотность газопроводов принимают такой, чтобы длина абонентских ответвлений до вводов в здания была 50 – 100 м.

Выбор оптимального решения при проектировании систем газоснабжения надёжнее всего производить на основе технико-экономического сравнения вариантов.

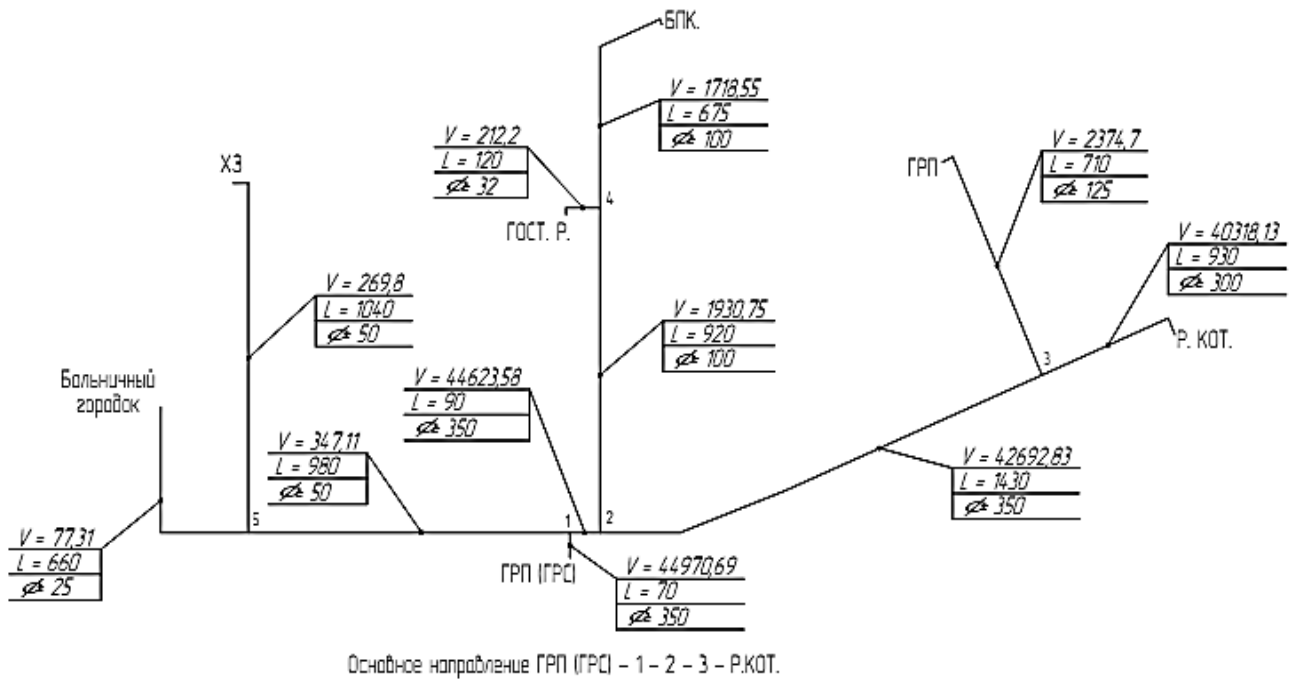


Рис. 1. Схема тупиковой сети среднего (высокого) давлений

Для посёлков и небольших городов с населением до 30-50 тыс. жителей рекомендуется одноступенчатые системы газоснабжения. Газ от ГРС или завода поступает в сеть низкого давления и распределяется по территории города (см. рис. 2).

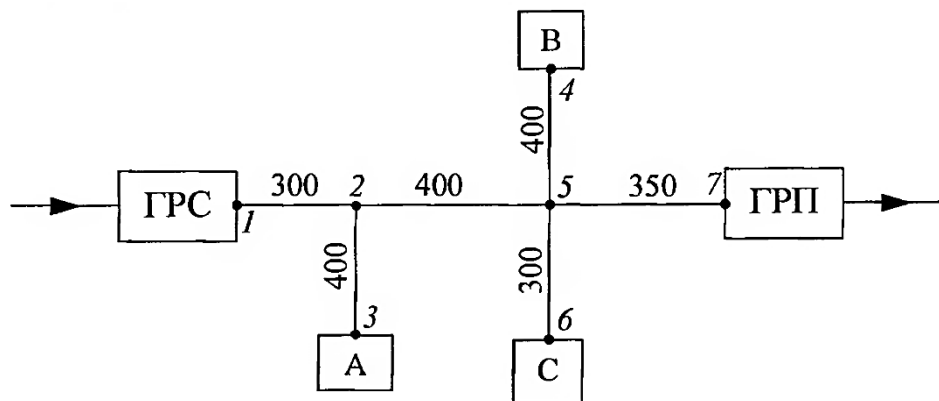
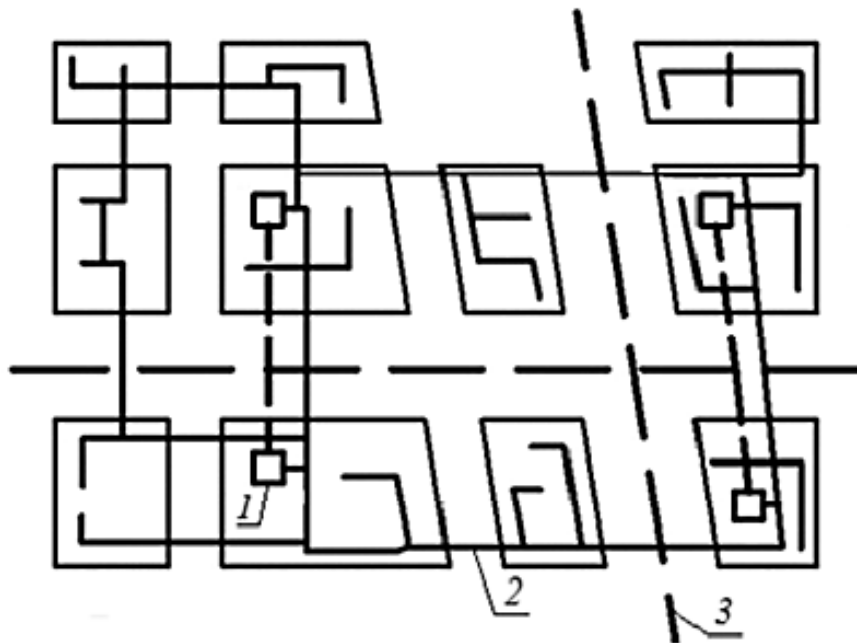


Рис.2. Газопровод высокого давления: ГРС – газораспределительная станция; А, В, С, ГРП – сосредоточенные потребители газа.

Для города с населением 50 – 250 тыс. чел. рекомендуются двухступенчатые системы газоснабжения, в которой газ от ГРС по сети среднего или высокого давления подаются к ГРП и крупным потребителям, а от ГРП по сети низкого давления распределяется по территории города (см. рис. 3). Давление в первой ступени при природном газе обычно 0,3 МПа, но возможно и 0,6 МПа.



*Рис.3. Схема газораспределительной сети с ГРП: 1 – ГРП; 2 – газопровод низкого давления; 3 – газопровод среднего давления*

Трёхступенчатую систему в городах можно применять при повышенных требованиях к надежности, при большой территории и неудобной планировке города (например, город вытянут вдоль реки узкой лентой), при наличии промышленных предприятий, требующих газ высокого давления.

Для городов с населением более 250 тыс. чел. рекомендуется трехступенчатые системы газоснабжения. Вокруг города прокладывается магистральный газопровод высокого давления, служащих для подачи газа в отдельные районы города и к крупным промышленным предприятиям. Газ из сетей первой ступени ( $P = 1,2$  МПа или  $0,6$  МПа) давления через ГРП высокого давления подаётся в сеть второй ступени ( $P = 0,3$  МПа), служащую для подачи газа к городским ГРП, мелким, средним промышленным и некоторым коммунальным предприятиям. Из ГРП газ по сети низкого давления распределяется по всей территории застройки.

#### **5.4.2. Трассировка газовых сетей**

Трассы газопроводов проектируют из условия минимальной протяженности сети. При этом газопроводы высоких давлений стараются прокладывать по окраинным районам города, где небольшая плотность населения и меньшее число подземных сооружений.

Для повышения надежности газоснабжения сети кольцуют (см. рис. 4). В сетях низкого давления целесообразно кольцевать только распределительные газопроводы, а абонентские ответвления выполнять тупиковыми разветвленными (см. рис. 5).

При трассировке сетей низкого давления необходимо на генплане определить главный проезд района (микрорайона). Затем, учитывая, что газопроводы по главным



проездам не прокладывают, по соседним параллельным проездам (через один) наметить трассы газопроводов. Точно также наметить трассы и в перпендикулярном к главному проезду направлению. После анализа лишние трассы газопроводов убирают.

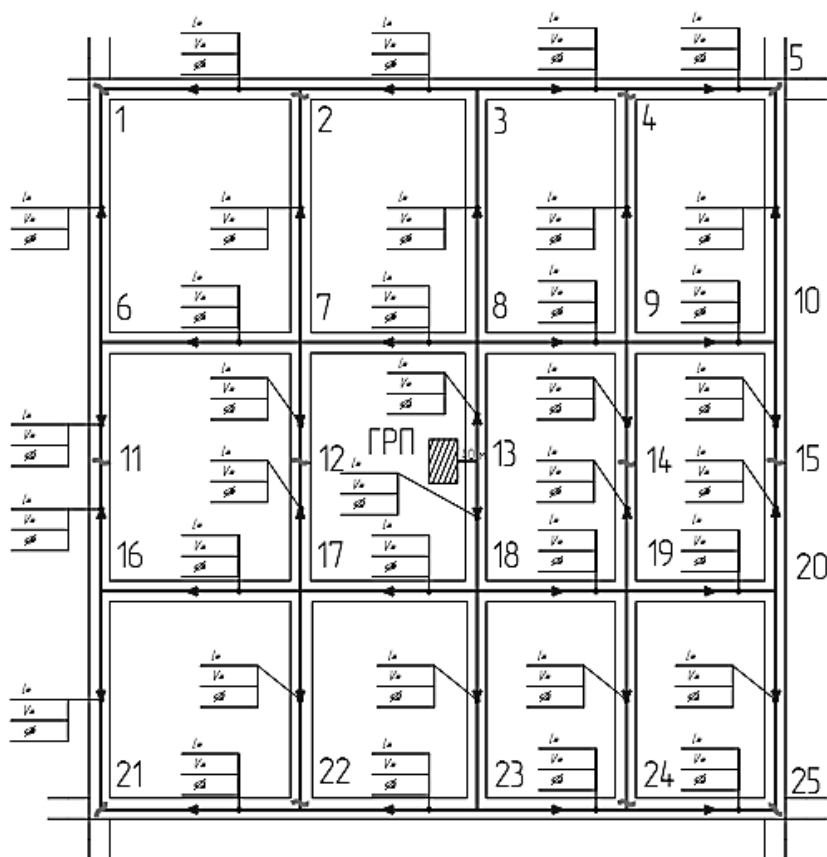
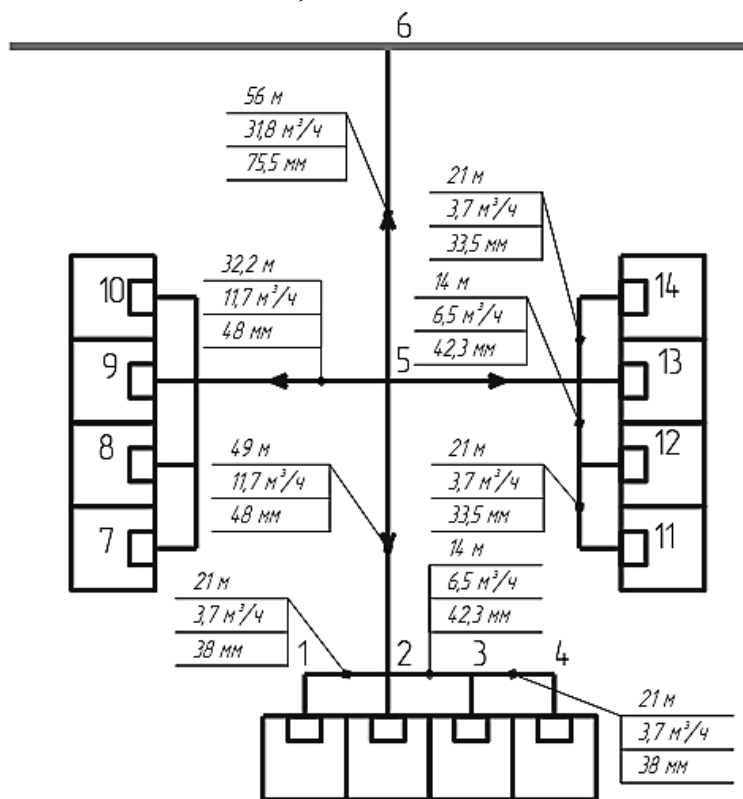


Рис. 4. Схема кольцевой сети низкого давления.



### 5.4.3. Определение количества сетевых ГРП

Число газорегуляторных пунктов определяют технико-экономическим расчетом. Их располагают в центрах зон, которые они питают. Зона действия ГРП не должна перекрываться зоной действия другого.

При проектировании газоснабжения городов большое значение имеет правильный выбор количества ГРП, их производительность и размещение.

С увеличением их количества уменьшаются радиусы действия и нагрузки на сеть, а следовательно, диаметры и стоимость сети. Зато увеличивается стоимость ГРП, удорожается и усложняется эксплуатация системы.

Производительность одной ГРП, питающей сеть среднего давления, составляет 25-50 тыс. м<sup>3</sup>/ч. ГРП размещаются вокруг района города так, чтобы обеспечить подвод газа к сети следующей ступени давления с различных сторон и по кратчайшему пути к центрам нагрузок района.

Количество ГРП, питающих сети низкого давления, может быть определено по формуле:

$$n = \frac{F}{2R_{opt}^2}, \quad (4.1)$$

где  $F$  – газифицируемая площадь, включая площадь проездов, м<sup>2</sup>;

$R_{opt} = 600 \dots 800$  – оптимальный радиус действия ГРП, м.

Газифицируемая площадь равняется общей площади микрорайонов района города, определяемой по генплану, где размещаются больница, хлебозавод, котельная, коммунально-бытовые предприятия.

Полученное по формуле (4.1) количество ГРП, их местоположение уточняется по местным условиям, исходя из планировки района города и расположения отдельных микрорайонов. Необходимо стремиться, чтобы зоны действия каждого ГРП приближалась к квадрату. В этом случае протяженность сети от ГРП до самого дальнего потребителя и расходы газа по пути будут наименьшими, а сеть оптимальной.

### 5.5. Трубы, применяемые для систем газоснабжения

Трубы, применяемые для систем газоснабжения в настоящее время, изготавливаются из следующих материалов: стали, полиэтилена, меди. Для подземных газопроводов следует применять полиэтиленовые и стальные трубы, для наземных и надземных газопроводов – стальные трубы. Для внутренних газопроводов низкого давления разрешается применять стальные и медные трубы

Для наружных газопроводов и внутренних среднего и высокого давления используются бесшовные стальные трубы, а для внутренних газопроводов низкого давления могут использоваться шовные водогазопроводные трубы по ГОСТ 3262-75

«Трубы стальные водогазопроводные. Технические условия». Выбор стальных труб для газопроводов следует выполнять в соответствии с [3].

Полиэтиленовые трубы применяют только при подземной прокладке в соответствии с [4]. Различаются они по значению минимальной длительной прочности MRS. В системах газоснабжения применяют полиэтилен марки ПЭ80 (MRS = 8,0 МПа) и ПЭ100 (MRS = 10,0 МПа) по СТБ ГОСТ Р 50838–97. «Трубы из полиэтилена для газопроводов. Технические условия».

При применении труб с коэффициентом запаса прочности не менее 2,8 разрешается прокладка полиэтиленовых газопроводов давлением свыше 0,3 до 0,6 МПа на территориях поселений с преимущественно одно-, двухэтажной и коттеджной жилой застройкой. На территории малых сельских поселений разрешается прокладка полиэтиленовых газопроводов давлением до 0,6 МПа с коэффициентом запаса прочности не менее 2,5. При этом глубина прокладки должна быть не менее 0,8 м до верха трубы.

Основными преимуществами полиэтиленовых газовых труб по сравнению со стальными являются:

1) высокая коррозионная устойчивость, обеспечивающая значительную долговечность трубопроводных систем и сокращение затрат на капитальные ремонты систем;

2) низкая шероховатость поверхности и незначительное гидравлическое сопротивление;

3) устойчивость к зарастанию;

4) высокое электрическое сопротивление, позволяющее прокладывать трубопроводы в зоне действия сильных электрополей без устройства катодной защиты и усиленной изоляции труб;

5) низкая звукопроводность;

6) эластичность труб. Деформация гибких труб может достигать существенных значений. Противодействие грунта ведет к более равномерному распределению нагрузки. В результате этого эффективная нагрузка на трубу и ее деформация уменьшаются;

7) гибкость труб, позволяющая поставлять длинномерные трубы диаметром до 110 мм (длиной более 100 м) в бухтах, на катушках и барабанах, что снижает количество стыковых соединений и повышает производительность монтажа, а также надежность систем (80 % аварий на пластмассовых трубопроводах происходит в стыковых соединениях);

8) небольшая масса (они легче металлических труб в 3–8 раз), что снижает транспортные и складские расходы;

9) простота монтажа, незначительные трудозатраты на заготовительные работы;

10) пожаробезопасность при монтаже (температура сварочных процессов 200–240 °С), позволяющая вести работы без остановки производственных процессов и в зданиях из сгораемых конструкций.

Также нужно учитывать следующие особенности полиэтиленовых газопроводов по сравнению со стальными:

1) низкая прочность (в 20–30 раз меньше, чем у металлов), необходимость защиты труб от механических и тепловых воздействий. Трубы нельзя использовать как несущие конструкции; арматуру и оборудование необходимо жестко крепить на строительных конструкциях, чтобы усилия не передавались на трубопроводы;

2) низкая поверхностная прочность, а поэтому необходимость защищать трубу от случайных наколов, надрезов, задиров, которые являются местными концентраторами напряжения и приводят, следовательно, к старению и местному разрушению стенок трубы;

3) малая продольная жесткость, что требует более частого крепления по сравнению с другими трубами (через каждые 0,5–2,5 м в зависимости от материала, диаметра труб и внешней температуры);

4) высокий коэффициент температурного линейного расширения. При прокладке полиэтиленовых трубопроводов необходимо учитывать изменение длины трубы вследствие теплового расширения материала при изменении температуры. Эти удлинения компенсируются за счет зигзагообразной укладки сваренной плети в траншее.

Основной задачей при расчете любого трубопровода является достоверное определение потерь давления по длине на трение и в местных гидравлических сопротивлениях.

Величина потерь давления на местные сопротивления в распределительных газопроводах принимается в размере 10 % от потерь на трение независимо от материала труб. Есть основания полагать, что величина вклада местных сопротивлений в полиэтиленовых трубах меньше 10 %, так как сами коэффициенты местных сопротивлений полиэтиленовых труб имеют меньшие значения, чем стальных. В результате общие потери давления будут снижены и соответственно будут подобраны меньшие диаметры труб.

## **5.6. Гидравлический расчет газопроводов**

Основная задача гидравлических расчетов заключается в том, чтобы определить диаметры газопроводов, обеспечивающих пропуск необходимых количеств газа при допустимых перепадах давления. Расчет ведется исходя из максимально возможных расходов газа в часы максимального газопотребления. При этом учитываются часовые расходы газа на нужды производственных (промышленных и сельскохозяйственных), коммунально-бытовых потребителей, а также на индивидуально-бытовые нужды населения (отопление, горячее водоснабжение). Как правило, при гидравлическом расчете газопроводов среднего и высокого давления расчетные расходы газа потребителями принимаются в качестве сосредоточенных нагрузок, для сетей низкого давления учитывается также и равномерно распределенная нагрузка. Отличительной особенностью систем газоснабжения среднего давления с установкой газоре-

гуляторных пунктов у каждого потребителя или небольшой группы потребителей населенного пункта является применимость к ним принципа расчета сетей с равномерно распределенными нагрузками.

С точки зрения методов гидравлические расчеты газопроводов можно разделить на следующие типы:

- расчет кольцевых сетей высокого и среднего давления;
- расчет тупиковых сетей высокого и среднего давления;
- расчет многокольцевых сетей низкого давления;
- расчет тупиковых сетей низкого давления.

Для проведения гидравлических расчётов необходимо иметь следующие исходные данные [11]:

- расчетную схему газопровода с указанием на ней номеров и длин участков;
- часовые расходы газа у всех потребителей, подключенных к данной сети;
- допустимые перепады давления газа в сети.

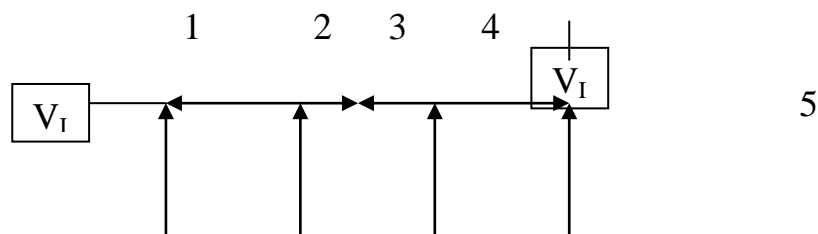
Расчетная схема газопровода составляется в упрощенном виде по плану газифицируемого района. Все участки газопроводов как бы выпрямляются и указываются их полные длины со всеми изгибами и поворотами.

### 5.6.1. Гидравлический расчет кольцевых сетей низкого давления

Газопроводы низкого давления служат для транспортирования газа в жилые, общественные здания и предприятия бытового обслуживания. В газопроводах жилых зданий разрешается давление до 3 кПа; в газопроводах предприятий бытового обслуживания непромышленного характера и общественных зданий до 5 кПа.

Прокладку распределительных газопроводов по улицам рекомендуется предусматривать на разделительных полосах, избегая по возможности прокладки газопроводов под усовершенствованными дорожными покрытиями.

Городские сети низкого давления, распределяющие газ по всей территории застройки к бытовым и мелким коммунальным предприятиям, представляют собой сложную по конфигурации систему сопряженных колец, которые получают газ от нескольких ГРП и снабжают газом многочисленные ответвления на кварталы и отводы к отдельным зданиям (см. рис. 6). При расчете такую сеть разбивают на отдельные районы по количеству точек питания (ГРП), и сеть каждого района рассчитывают отдельно. Расчет сети производится в две стадии. Вначале рассчитывают распределительную (уличную) сеть, затем внутриквартальную разводку.



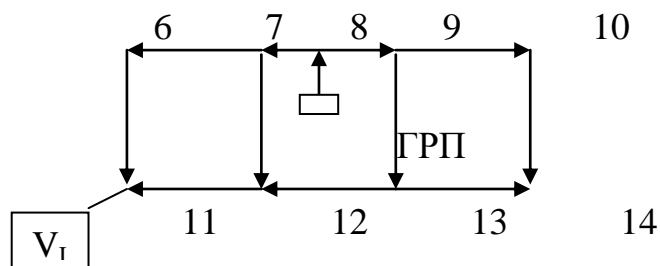


Рис. 6. Схема кольцевой сети низкого давления.

Направления движения потоков газа выбирают так, чтобы газ от точки питания подавался ко всем потребителям по кратчайшему пути. При этом диаметры сети будут наименьшими. Направления движения газа выбираются, начиная от точки питания к периферии. При таком порядке выбора легче избежать возможности ошибок. В результате выявляются нулевые точки - конечные точки встречи потоков газа, идущих по разным направлениям (т.3, 14 на рис.6). При этом в сложных схемах имеются спорные участки, на которых движение газа можно принять как в одном, так и обратном направлении (в обоих случаях расстояние подачи газа будет одинаково): участки 2 - 4, 13 - 12 и т.д.

Пути движения транзитных потоков газа выбирают так, чтобы, соблюдая первое условие, одновременно добиваться как можно более равномерного распределения потоков газа по всем направлениям. На расчетной схеме показывают "отсечки" - точки, через которые транзитные расходы газа не проходят. Необходимо также учитывать возможность увязки сети. Например, на схеме (см. рис. 6) на участках 2-4, 13-12 давления с каждой стороны участка при любом направлении движения газа оказываются почти одинаковыми, поэтому эти участки пришлось разбить на две части с отсечкой в серединах участков. Таким образом, происходит окончательное разделение кольцевой сети на несколько тупиковых. При расчете каждой такой сети вначале рассчитываются самые длинные направления от ГРП к нулевым точкам.

**При проектировании применяют следующую методику расчета кольцевых сетей низкого давления:**

- 1) на основании известных часовых расходов потребляемого газа и разработанной схемы газопроводов вычисляют сосредоточенные часовые расходы, которые потребляются на площадях каждого контура газовой сети;
- 2) по известным сосредоточенным расходам газа вычисляют удельные путевые расходы для всех контуров питания потребителей;
- 3) используя найденные значения удельных путевых расходов по контурам сети, определяют путевые расходы для всех участков газопровода;
- 4) на основании путевых расходов и заданного начального распределения потоков в сети определяют расчетные расходы газа для всех участков сети;

5) производят гидравлический расчет газопроводов низкого давления, целью которого является подбор диаметров и определение потерь давления:

а. подбирают диаметры главных контуров, проверяя при этом полное использования расчетного перепада от точки питания до точки встречи потоков;

б. подбирают диаметры участков внутриквартальных и внутридомовых газопроводов, проверяя полное использование заданного перепада давления.

### Пример 2.

Проведем гидравлический расчет кольцевых газопроводов низкого давления на примере жилого района. На территории микрорайона имеются сосредоточенные потребители газа: фабрика с расходом газа низкого давления  $V_{\text{ф}} = 130 \text{ м}^3/\text{ч}$  и котельная с расходом газа  $V_{\text{котел.}} = 500 \text{ м}^3/\text{ч}$ . Расход газа на бытовые и коммунальные цели принять из расчета. Общий расчетный часовой расход газа на бытовые и коммунальные нужды с учетом отопления  $V_{\text{микрор-н}}^{\text{т}} = 2355 \text{ м}^3/\text{ч}$

1. Наносим на генплан микрорайона схему газовых сетей и замеряем длины расчетных участков  $l_{\text{расч.}}$ , м.

Длины участков газопроводов, м:  $l_{1-2} - 300$ ,  $l_{2-3} - 200$ ,  $l_{3-4} - 350$ ,  $l_{4-5} - 300$ ,  $l_{5-6} - 500$ ,  $l_{6-7} - 500$ ,  $l_{7-8} - 300$ ,  $l_{8-9} - 150$ ,  $l_{9-11} - 150$ ,  $l_{10-11} - 150$ ,  $l_{11-6} - 500$ ,  $l_{10-5} - 350$ ,  $l_{8-11} - 150$ .

Площади участков, га: А – 4, Б – 3, I – 7, II – 10, III – 5, IV – 8.

2. Принимаем для микрорайона кольцевую сеть низкого давления.

3. На расчетной схеме нумеруем все узлы разветвления сети слева направо и сверху вниз (рис.7).

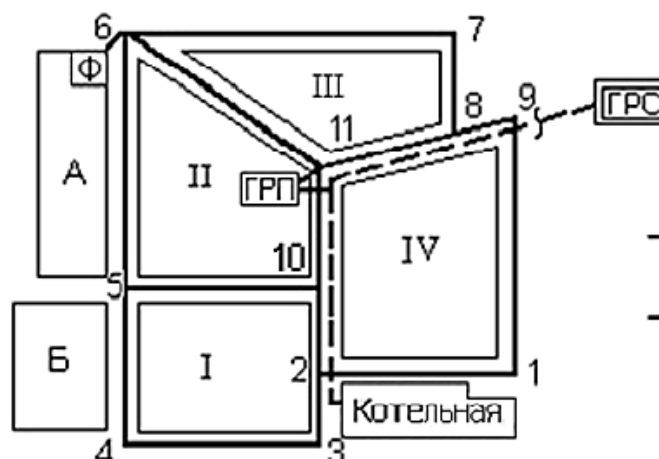


Рис. 7. Схема кольцевой сети низкого давления.

4. К сети низкого давления подключаем сосредоточенную нагрузку бани, прачечной и столовой. Площади А и Б промышленных предприятий, боль-

ницы, хлебозавода и котельной рассматриваем как прилегающие к газопроводу низкого давления и не окольцовываем (рис. 7).

**5. Расход газа по отдельным кольцам** находим по формуле:

$$V_k = F_{\text{кв I}} \cdot V_{\text{уд,ф}} \quad (6.1)$$

где  $F_{\text{кв I}}$  – площадь I квартала,  $\text{м}^2$ ;  $V_{\text{уд,ф}} = 63,65$  – удельный расход газа на единицу площади застройки,  $\text{м}^3/(\text{ч} \cdot \text{га})$ .

$$V_{\text{уд,ф}} = V^{\text{н}}_I / F_{\text{кв I}}, \quad (6.2)$$

где  $V^{\text{н}}_I$  – общий расчетный часовой расход газа на бытовые и коммунальные нужды с учетом отопления.

Для кольца I –  $V_I = F_I \cdot V_{\text{уд,ф}} = 7 \cdot 63,65 = 446 \text{ м}^3/\text{ч}$ ; для кольца II –  $V_{II} = 10 \cdot 63,65 = 636 \text{ м}^3/\text{ч}$ ; для площади А –  $V_A = 4 \cdot 63,65 = 255 \text{ м}^3/\text{ч}$  и т.д.

Таблица 8

**Расход газа по отдельным кольцам**

• Кольца и площади вне колец	• I	• II	• III	• IV	• А	• Б
• Расход газа, $\text{м}^3/\text{ч}$	• 446	• 636	• 318	• 509	• 255	• 191
• Общий расход газа по микрорайону, $\text{м}^3/\text{ч}$	• $\Sigma V_k = 2355 = V^{\text{н}}_{\text{микрор-н}}$					

**6. Определяем удельные расходы газа  $V_{\text{уд,к}}$  на единицу длины периметра каждого кольца от равномерно распределенной нагрузки,  $\text{м}^3/(\text{ч} \cdot \text{м})$ .**

$$V_{\text{уд,к}} = V_k / l_k \quad (6.3)$$

где  $l_k$  – длина периметра кольца.

Для кольца I –  $V_{\text{уд,И}} = V_k / l_I = 446 / 1300 = 0,343 \text{ м}^3/(\text{ч} \cdot \text{м})$ ; для кольца II –  $V_{\text{уд,II}} = V_k / l_{II} = 636 / 1500 = 0,424 \text{ м}^3/(\text{ч} \cdot \text{м})$  и т.д.

Удельные расходы газа по длине газопроводов представлены в таблице 9.

Таблица 9

**Удельные расходы газа**

• Кольца	• I	• II	• III	• IV
• Удельный расход, $\text{м}^3/(\text{ч} \cdot \text{м})$	• 0,343	• 0,424	• 0,219	• 0,424



**7. Определяем путевые расходы газа на участках сети  $V_{\text{пут}}$ .** При этом необходимо учитывать односторонний и двухсторонний разбор газа на участках сети. Для окольцованных кварталов этот расход определяется по удельным расходам в кольцах, в которые заключены кварталы, а расход газа на прилегающие площади прибавляется целиком к путевому расходу газа на участке сети, к которому прилегает данная площадь.

$$V_{\text{пут.}} = l_{\text{расч.}} \cdot V_{\text{уд.к}} \quad (6.4)$$

Для участка 1-2  $V_{\text{пут.1-2}} = l_{\text{расч.1-2}} \cdot V_{\text{уд.IY}} = 300 \cdot 0,424 = 127,2 \text{ м}^3/\text{ч}$ ; для участка 2-10  $V_{\text{пут.2-10}} = l_{\text{расч.2-10}} \cdot (V_{\text{уд.IY}} + V_{\text{уд.I}}) = 100 \cdot (0,424 + 0,343) = 76,7 \text{ м}^3/\text{ч}$ ; для участка 5-6  $V_{\text{пут.5-6}} = l_{\text{расч.5-6}} \cdot V_{\text{уд.II}} + V_{\text{A}} = 500 \cdot 0,424 + 255 = 467 \text{ м}^3/\text{ч}$ ;

Путевые расходы занести в таблицу 10.

Таблица 10

**Путевые расходы**

• Участок	• Путевой расход, $\text{м}^3/\text{ч}$	• Участок	• Путевой расход, $\text{м}^3/\text{ч}$
• 1 – 2	• 127,2	• 8 – 9	• 63,6
• 2 – 3	• 68,6	• 9 – 1	• 148,4
• 3 – 4	• 120,1	• 2 – 10	• 76,7
• 4 – 5	• 293,9	• 10 – 5	• 268,5
• 5 – 6	• 467,0	• 10 – 11	• 127,2
• 6 – 7	• 109,5	• 11 – 8	• 96,5
• 7 – 8	• 65,7	• 11 – 6	• 321,5
• Сумма путевых расходов по всем участкам $\Sigma V_{\text{пут.}} = 2354 \text{ м}^3/\text{ч}$			

Сумма путевых расходов по всем участкам должна быть приблизительно равна общему расходу газа по микрорайону:

$$\Sigma V_{\text{пут.}} \approx \Sigma V_{\text{к}} \quad (6.5)$$

Погрешность в расчетах допустима не более 5%:  $\delta = \Sigma V_{\text{к}} - \Sigma V_{\text{пут.}}$ ;  $\delta/100 < 5\%$ . При погрешности более 5% следует устранить неточности в расчетах. Поскольку  $V_{\text{микрор-н}}^{\text{н}} = 2355 \text{ м}^3/\text{ч}$ , то погрешность в расчетах  $\delta = 2355 - 2354 = 1 \text{ м}^3/\text{ч}$ , или около 0,04, что допустимо.

**8. Определяем узловые расходы газа  $V_{\text{узл.и}}$ .** Узловая нагрузка в конце участка включает и нагрузку потребителей, присоединенных к этому узлу, и расход газа, подаваемого в соседний участок. При этом необходимо учитывать следующее:

- транзитный расход на предыдущем участке равен сумме путевых расходов всех последующих до точки встречи потоков участков;

- для случая слияния потоков транзитный расход на каждом из предыдущих участков равен путевому расходу последующего участка, взятому с коэффициентом 0,5;

- при разделении потока транзитный расход на предыдущем участке равен сумме путевых расходов всех последующих (за точкой разделения до точек встречи) участков.

Для узла 1  $V_{узн.1} = 0,5 (V_{пут.1-2} + V_{пут.1-9}) = 0,5(127,2 + 148,4) = 137,8 \text{ м}^3/\text{ч}$ ;

для узла 2  $V_{узн.2} = 0,5(V_{пут.1-2} + V_{пут.2-3} + V_{пут.2-10}) = 0,5(127,2 + 68,6 + 76,7) = 136,3 \text{ м}^3/\text{ч}$ ;

для узла 6  $V_{узн.6} = 0,5(V_{пут.5-6} + V_{пут.7-6} + V_{пут.11-6}) + V_{\phi} = 0,5(467 + 109,5 + 321,5) + 130 = 579 \text{ м}^3/\text{ч}$  и т.д.

Результаты вычислений заносим в таблицу 11.

Таблица 11

### Узловые расходы

Узел	1	2	3	4	5	6
Узловой расход, м <sup>3</sup> /ч	137,8	136,3	94,4	207,0	514,7	579,0
Сумма узловых расходов, м <sup>3</sup> /ч	$\Sigma V_{узн.} = 2484$					

За вычетом сосредоточенного расхода  $V_{\phi} = 130 \text{ м}^3/\text{ч}$  сумма расходов равномерно распределенных нагрузок равна  $2354,6 \text{ м}^3/\text{ч}$ , т.е. по отношению к  $V_{\text{микрор-н}}^{\text{н}} = 2355 \text{ м}^3/\text{ч}$  погрешность составила  $0,4 \text{ м}^3/\text{ч}$ , или менее 1%, что допустимо.

9. Вычерчиваем расчетную схему газопроводов и намечаем желаемые направления потоков газа (рис. 8).

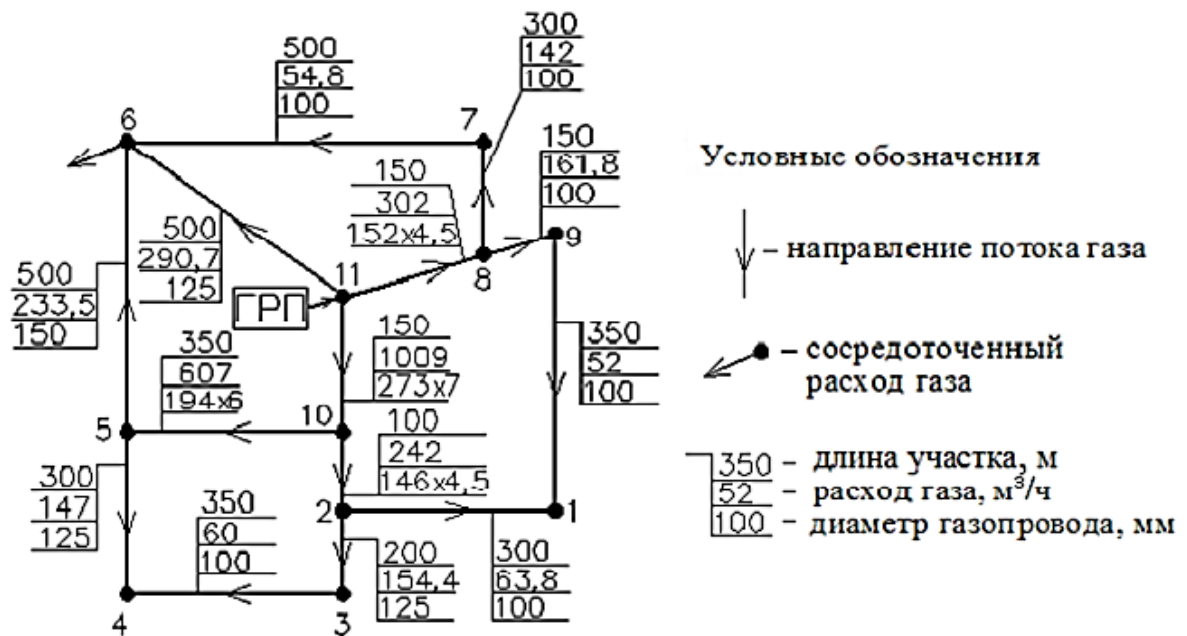


Рис. 8. Расчетная схема газовой сети низкого давления

На схеме намечаем сначала главные направления потоков газа от ГРП к наиболее удаленным точкам поселка и обозначаем их стрелками. При этом следует стремиться обеспечить подвод газа к потребителям в дальних точках минимум по двум наикратчайшим направлениям. Затем намечаем вспомогательные направления потоков газа, чтобы обеспечить продвижение газа от ГРП к периферии. Далее на схеме отмечаем так называемые нулевые точки, или точки схода потоков, т. е. узлы, в которых потоки газа сходятся, а выходящих расходов нет (узел 1, узел 4), кроме сосредоточенных, если они имеются в узле (узел 6). Желательно, чтобы в кольцах длина участков с «положительными» (по часовой стрелке) направлениями потоков газа была примерно равна длине участков с «отрицательными» (против часовой стрелки) направлениями потоков газа, т. е. чтобы кольца были «равноплечные». Этим условиям наиболее отвечают направления потоков газа, показанные на рис. 8.

**10.** Вычисляем **расчетные расходы газа на участках  $V_{pi}$** , составляя для этого уравнения равновесия каждого узла. Если в уравнении равновесия узла неизвестны несколько расходов, то неизвестными расходами, за исключением одного, задаются, а один вычисляют.

Величины расходов, которыми задаются, могут быть приняты произвольно, но они должны быть не менее половины путевых расходов для соответствующих участков. Если же расход, которым задаются, помимо путевого включает и транзитный расход, то он должен быть учтен, т. е. в таком случае надо задаваться расходом

$$V_{pi} \geq 0,5 V_{\text{пут.}} + V_{\text{т.}} \quad (6.6)$$

Для удобства вычислений расчетных расходов по участкам на расчетную схему следует нанести узловых расходы. Вычисления начинаем с дальних точек схода, кото-

рыми будут узлы 4, 6 и 1. Для узла 4 условие равновесия выражается уравнением  $V_{p3-4} + V_{p5-4} = V_{узл.4}$ .

Принимаем  $V_{p3-4} = 0,5V_{пут.3-4} = 0,5 \cdot 120,1 = 60 \text{ м}^3/\text{ч}$ . Тогда  $V_{p5-4} = V_{узл.4} - V_{p3-4} = 207 - 60 = 147 \text{ м}^3/\text{ч}$ . Вычисление расчетных расходов ведем в табличной форме (таблица 12).

Таблица 12

### Определение расчетных расходов

Узел	Уравнение равновесия узла	Принятый расход газа $V_{pi}$ , $\text{м}^3/\text{ч}$	Искомый расход газа на участке, $\text{м}^3/\text{ч}$
4	$V_{p3-4} + V_{p5-4} = V_{узл4}$	$V_{p3-4} = 60$	$V_{p5-4} = 207 - 60 = 147$
5	$V_{p5-10} - V_{p5-6} - V_{p5-4} = V_{узл5}$	$V_{p5-6} = 233,5$	$V_{p5-10} = 514,7 + 233,5 + 147 = 895,2$
6	$V_{p5-6} + V_{p11-6} + V_{p6-7} = V_{узл6}$	$V_{p6-7} = 54,8$	$V_{p11-6} = 579 - 54,8 - 233,5 = 290,7$
7	$V_{p7-8} - V_{p7-6} = V_{узл7}$	-	$V_{p7-8} = 87,6 + 54,8 = 142,4$
9	$V_{p8-9} - V_{p9-1} = V_{узл9}$	$V_{p9-1} = 74,2$	$V_{p8-9} = 87,6 + 74,2 = 161,8$
1	$V_{p2-1} - V_{p9-1} = V_{узл1}$	-	$V_{p2-1} = 137,8 - 74,2 = 63,6$
3	$V_{p2-3} - V_{p3-4} = V_{узл3}$	-	$V_{p2-3} = 94,4 + 60 = 154,4$
2	$V_{p10-2} - V_{p2-1} - V_{p2-3} = V_{узл2}$	-	$V_{p10-2} = 136,3 + 63,6 + 154,4 = 354,3$
10	$V_{p11-10} - V_{p10-5} - V_{p10-2} = V_{узл10}$	-	$V_{p11-10} = 236,2 + 895,2 + 354,3 = 1485,7$
8	$V_{p11-8} - V_{p8-7} - V_{p8-9} = V_{узл8}$	-	$V_{p11-8} = 112,9 + 142,4 + 161,8 = 417,1$
11	$V_{pГРП} - V_{p11-6} - V_{p11-8} - V_{p11-10} = V_{узл11}$	-	$V_{pГРП} = 272,7 + 290,7 + 417,1 + 1485,7 = 2466,2$

По балансу в узле 11, т.е. у ГРП, проверяем правильность расчета:

$\Delta V = V_{pГРП} - (V_{\text{микрор-н}} + V_{\phi}) = 2466,2 - (2355 + 130) = 18,8 \text{ м}^3/\text{ч}$ , т.е. погрешность менее 1%, что допустимо.

Расчетные расходы газа на участках нанесем на расчетную схему, а также запишем в виде таблицы 13.

Таблица 13

### Расчетные расходы газа на участках сети

Участок	Расчетный расход, $\text{м}^3/\text{ч}$	Участок	Расчетный расход, $\text{м}^3/\text{ч}$
1 – 2	63,6	8 – 9	161,8
2 – 3	154,4	9 – 1	74,2
3 – 4	60,0	2 – 10	354,3
4 – 5	147,0	10 – 5	895,2
5 – 6	233,5	10 – 11	1485,7
6 – 7	54,8	11 – 8	417,1
7 – 8	142,4	11 – 6	290,7

**11.** Для гидравлического расчета сети вычисляем **удельные потери давления на единицу длины газопроводов** в различных направлениях от ГРП до самых удаленных точек – точек схода.

Принимаем согласно [3] давление газа на выходе из ГРП равным 300 даПа, а перепад давления в наружных распределительных газопроводах – 120 даПа. Перепад давления в газопроводах от ГРП до дальних точек схода должен максимально приближаться к 120 даПа, но не превышать этой величины.

Удельные потери давления по направлению ГРП-11-10-2-3-4:

$$\begin{aligned} \Delta P_{11-3-4} &= H/\Sigma l_i = H/(l_{11-10} + l_{10-2} + l_{2-3} + l_{3-4}) = \\ &= 120/(150+100+200+350) = 0,15 \text{ даПа/м.} \end{aligned} \quad (6.7)$$

Потери давления на участках этого направления:

$$\begin{aligned} H_{11-10} &= \Delta P_{11-3-4} \cdot l_{11-10} = 0,15 \cdot 150 = 22,5 \text{ даПа;} \\ H_{10-2} &= \Delta P_{11-3-4} \cdot l_{10-2} = 0,15 \cdot 100 = 15 \text{ даПа;} \\ H_{2-3} &= \Delta P_{11-3-4} \cdot l_{2-3} = 0,15 \cdot 200 = 30 \text{ даПа;} \\ H_{3-4} &= \Delta P_{11-3-4} \cdot l_{3-4} = 0,15 \cdot 350 = 52,5 \text{ даПа;} \end{aligned}$$

Потерю давления на тех участках, которые при расчете попадают повторно, надо принимать по направлению с меньшим значением  $H$ , так как эти участки обслуживают несколько колец, являются ответственными и должны выполняться из труб большего диаметра. При определении удельных потерь давления на последующих направлениях из общего располагаемого перепада давления необходимо вычесть потери давления на участках, вошедших в одно из предыдущих направлений, т. е. для таких участков удельные потери давления составляют:

$$\Delta P = (H - \Sigma H_i) / (\Sigma l - \Sigma l_i), \quad (6.8)$$

где  $H$  – общий перепад давления (120 даПа);  $\Sigma H_i$  – сумма потерь давления на участках, рассчитанных по предыдущим направлениям;  $\Sigma l$  – сумма длин участков рассматриваемого направления;  $\Sigma l_i$  – сумма длин участков, рассчитанных по предыдущим направлениям.

Удельные потери давления по направлению ГРП-11-10-5-4:

$$\begin{aligned} \Delta P_{11-10-5-4} &= (H - H_{11-10}) / (l_{10-5} + l_{5-4}) = \\ &= (120 - 22,5) / (350 + 300) = 0,15 \text{ даПа.} \end{aligned}$$

Потери давления на участках этого направления:

$$\begin{aligned} H_{11-10} &= 22,5 \text{ (определено ранее);} \\ H_{10-5} &= \Delta P_{11-10-5-4} \cdot l_{10-5} = 0,15 \cdot 350 = 52,5; \\ H_{5-4} &= \Delta P_{11-10-5-4} \cdot l_{5-4} = 0,15 \cdot 300 = 45. \end{aligned}$$

Удельные потери давления по направлению ГРП-11-10-5-6:

$$\begin{aligned} \Delta P_{11-10-5-6} &= (H - (H_{11-10} + H_{10-5})) / l_{5-6} = \\ &= (120 - 22,5 - 52,5) / 500 = 0,09 \text{ даПа.} \end{aligned}$$

Потери давления на участках этого направления:

$$H_{11-10} = 22,5 \text{ (определено ранее);}$$

$$H_{10-5} = 52,5 \text{ (определено ранее);}$$

$$H_{5-6} = \Delta P_{11-10-5-6} \cdot l_{5-6} = 0,09 \cdot 500 = 45.$$

Удельные потери давления по направлению ГРП-11-6:

$$\Delta P_{11-6} = H / l_{11-6} = 120 / 500 = 0,24 \text{ даПа}$$

Потери давления на участке 11-6:

$$H_{11-6} = \Delta P_{11-6} \cdot l_{11-6} = 0,24 \cdot 500 = 120.$$

Удельные потери давления по направлению ГРП-11-8-7-6:

$$\Delta P_{11-8-7-6} = H / (l_{11-8} + l_{8-7} + l_{7-6}) = 120 / (150 + 300 + 500) = 0,127 \text{ даПа.}$$

Потери давления на участках этого направления:

$$H_{11-8} = \Delta P_{11-8-7-6} \cdot l_{11-8} = 0,127 \cdot 150 = 19;$$

$$H_{8-7} = \Delta P_{11-8-7-6} \cdot l_{8-7} = 0,127 \cdot 300 = 38;$$

$$H_{7-6} = \Delta P_{11-8-7-6} \cdot l_{7-6} = 0,127 \cdot 500 = 63,5.$$

Удельные потери давления по направлению ГРП-11-8-9-1:

$$\Delta P_{11-8-9-1} = (H - H_{11-8}) / (l_{11-8} + l_{9-1}) = (120 - 19) / (150 + 350) = 0,20 \text{ даПа.}$$

Потери давления на участках этого направления:

$$H_{11-8} = 19 \text{ (определено ранее);}$$

$$H_{8-9} = \Delta P_{11-8-9-1} \cdot l_{8-9} = 0,20 \cdot 150 = 30;$$

$$H_{9-1} = \Delta P_{11-8-9-1} \cdot l_{9-1} = 0,20 \cdot 350 = 70.$$

Удельные потери давления по направлению ГРП-11-10-2-1:

$$\Delta P_{11-10-2-1} = (H - (H_{11-10} + H_{10-2})) / l_{2-1} =$$

$$= (120 - 22,5 - 15) / 300 = 0,275 \text{ даПа.}$$

Потери давления на участках этого направления:

$$H_{11-10} = 22,5 \text{ (определено ранее);}$$

$$H_{10-2} = 15 \text{ (определено ранее);}$$

$$H_{2-1} = \Delta P_{11-10-2-1} \cdot l_{2-1} = 0,275 \cdot 300 = 82,5.$$

Результаты вычислений удельных потерь давления на участках газовой сети запишем в виде табл. 14.

Таблица 14

#### Удельные потери давления

• Участок	• Удельные потери давления, даПа/м	• Участок	• Удельные потери давления, даПа/м
• 1 – 2	• 0,275	• 8 – 9	• 0,2
• 2 – 3	• 0,15	• 9 – 1	• 0,2
• 3 – 4	• 0,15	• 2 – 10	• 0,15
• 4 – 5	• 0,15	• 10 – 5	• 0,15
• 5 – 6	• 0,09	• 10 – 11	• 0,15
• 6 – 7	• 0,127	• 11 – 8	• 0,127
• 7 – 9	• 0,127	• 11 – 6	• 0,24

10. Далее по величинам удельных потерь напора и расчетных расходов на участках по приложению 8 или приложению 9 определяем предварительные диаметры участков газопроводной сети. По найденным диаметрам газопроводов на участках по тем же таблицам уточняем соответствующие им действительные удельные потери давления на трение. Умножая действительные удельные потери давления на длину участков, определяем действительные линейные потери давления на трение на каждом участке в целом. К линейным потерям давления на трение прибавляем потери давления в местных сопротивлениях, принимая их величину равной 10 % от линейных потерь на трение.

Суммируя потери давления на участках полуколец, следим, чтобы невязка между суммарными потерями давления в полукольцах не превышала 10% от наименьших потерь давления в полукольце. При невязке потерь давления более 10% необходимо внести коррективы в ранее принятые расчеты и сделать увязку сети. Эта увязка может быть достигнута либо за счет переброски так называемых поправочных расходов с одного полукольца на другое, либо за счет изменения первоначально принятых диаметров на одном или нескольких участках полукольца.

Если участки полукольца, для которых изменены расходы или диаметры, являются общими и для смежных колец, то надо пересчитать все кольца.

После пересчета сумма приходов и расходов газа в каждом узле должна быть равна нулю. Метод изменения диаметров участков газопроводов обеспечивает ранее принятые желаемые распределения потоков газа, и поэтому воспользуемся им. Дальнейшие расчеты удобнее вести по форме таблицы 15. Составлением таблицы и внесением в нее результатов расчетов увязка сети будет закончена и будут определены расчетом диаметры участков газопроводов. Их следует нанести на расчетную схему (см. рис. 8).

Таблица 15

### Гидравлический расчет кольцевой сети низкого давления

№ участка	Длина участка, м		Среднее удельное падение давления, $h_{CP}$ , даПа/м	$V_P$ , м <sup>3</sup> /ч	$D_Y$ , мм	Падение давления, даПа		$P_{уд}$ , даПа
	$L$	$L_P$				$h_{уд}$ на 1 м	на участке $h_{CP}L_P$	
<b>Кольцо I</b>								
10 – 2	100	110	0,150	354,3	150	0,175	19,25	280,75
2 – 3	200	220	0,150	154,4	125	0,100	22,00	278,00
3 – 4	350	385	0,150	60,0	80	0,150	57,75	242,25

10 – 5	350	385	0,150	895,2	200	0,180	69,30	230,70
5 – 4	300	330	0,150	147,0	125	0,094	31,02	288,98
Невязка по полукольцам $\delta = \frac{(69,3+31,02)-(19,25+22+57,75)}{69,3+31,02} 100 = 1,3\% < 10$								
<b>Кольцо II</b>								
11 – 10	150	165	0,150	1485,7	250	0,180	29,70	270,30
10 – 5	350	385	0,150	895,2	200	0,220	84,70	215,30
5 – 6	500	550	0,090	233,5	150	0,084	46,20	253,80
11 – 6	500	550	0,240	290,7	125	0,300	165,00	135,00
Невязка по полукольцам $\delta = \frac{165-160,6}{165} 100 = 2,6\% < 10$								
<b>Кольцо III</b>								
11 – 6	500	550	0,240	290,7	125	0,300	165,00	135,00
11 – 8	150	165	0,127	417,1	150	0,225	37,13	262,87
8 – 7	300	330	0,127	142,4	100	0,240	79,20	271,29
7 – 6	500	550	0,127	54,8	80	0,110	60,50	231,25
Невязка по полукольцам $\delta = \frac{176,83-165}{176,83} 100 = 6,5\% < 10$								
<b>Кольцо IV</b>								
11 – 8	150	165	0,127	417,1	150	0,225	37,13	262,87
8 – 9	150	165	0,200	161,8	100	0,290	47,85	250,50
9 – 1	150	165	0,200	74,2	80	0,160	26,40	271,12
11 – 10	150	165	0,150	1485,7	250	0,180	29,70	270,30
10 – 2	100	110	0,150	354,3	150	0,175	19,25	280,75
2 – 1	300	330	0,275	63,6	80	0,160	52,80	250,50
Невязка по полукольцам $\delta = \frac{111,38101,75}{111,38} 100 = 8,6\% < 10$								

### 5.6.2. Гидравлический расчет тупиковой дворовой сети низкого давления

Гидравлический расчет внутридворовых газопроводов проводят в следующей последовательности:

1. на генплане квартала проектируют газовые сети по тупиковой схеме.
2. намечают расчетные участки от точки подключения к распределительному уличному газопроводу до отключающего устройства на вводе в здание.
3. расчёт дворовых газопроводов сводится к определению наиболее выгодных с технико-экономической точки зрения диаметров труб, обеспечивающих подачу заданного количества газа при принятом перепаде давления.

**Расчётный (часовой) расход газа для дворовых газопроводов  $V_p^H$ , м<sup>3</sup>/ч, равен сумме номинальных расходов газа, установленных газовых приборов с расчётом коэффициента одновременности их действия.**

$$V_p^H = (\sum n \cdot q_i \cdot K_0) / Q_p^H \quad (6.9)$$



где  $\Sigma l$  – количество газовых приборов;  
 $q_i$  – расход теплоты на прибор (для 4-конфорочных плит 42000 кДж/ч или 11,3 кВт);  
 $K_0$  – коэффициент одновременности работы (таблица 16);  
 $Q_p^H$  – низшая теплота сгорания газа, кДж/м<sup>3</sup>.

Таблица 16

**Коэффициент одновременности действия приборов  $K_0$  в зависимости от установки в жилых домах газового оборудования**

Число квартир	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	15
Плита 4-конфорочная	1,000	0,650	0,450	0,350	0,290	0,280	0,274	0,265	0,258	0,254	0,240
Число квартир	20	30	40	50	60	70	80	90	100	400	-
Плита 4-конфорочная	0,235	0,231	0,227	0,223	0,220	0,217	0,214	0,212	0,210	0,143	-

Расчеты сводим в таблицу 17.

Таблица 17

**Расчет расходов газа дворовой сети газоснабжения**

• № участка	• Приборы в квартирах	• Количество квартир	• Коэффициент одновременности $K_0$	• Расчетный расход газа $V$ м <sup>3</sup> /ч
• 1	• 2	• 3	• 4	• 5

Определяются **средние удельные потери давления  $\Delta P_{уд}^{cp}$** , приходящиеся на один метр длины внутриквартильного газопровода на расчетной ветке от точки подключения к распределительному газопроводу до наиболее удаленного газифицированного здания:

$$\Delta P_{уд}^{cp} = \Delta P_p / 1,1 \cdot \Sigma l \quad (6.10)$$

где  $\Delta P_p = 120$  – нормативный перепад давления (общий допустимый перепад давления), даПа;

1,1 – 10% на местные сопротивления;

$\Sigma l$  – суммарная длина расчетной ветки (расстояние от точки подключения внутриквартильного газопровода к уличной кольцевой сети до самого удаленного расчетного здания, например  $\Sigma l_{6-4}$  (см. рис.9)), м;

Диаметры участков газопроводов определяют по расчетному расходу газа  $V_p^d$ ,  $m^3/ч$ , и значению удельных ориентировочных потерь давления  $\Delta P_{уд}^{cp}$ , даПа/м по приложению 8.

Для выбранных диаметров газопроводов на участках по приложению 9 определяем **действительные удельные потери давления  $\Delta P_{уд}$** .

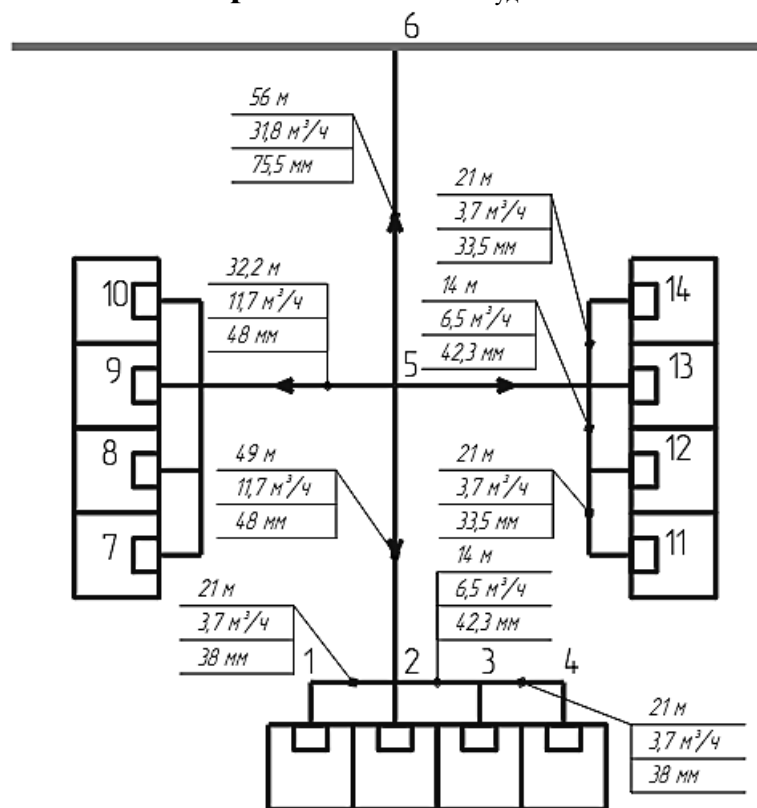


Рис. 9. Схема дворовой сети низкого давления.

Определяем **суммарные потери давления  $\Sigma \Delta P_{уд}$** , по каждому направлению движения газа и сравнивают их с общими допустимыми потерями давления  $\Delta P_p = 120$  даПа:

$$\delta = ((\Delta P_p - \Sigma \Delta P_{уд}) \cdot 100\%) / \Delta P_p. \quad (6.11)$$

Если невязка не превышает 10%, то расчет считается законченным.

### 5.6.3. Гидравлический расчет внутридомового газопровода

В систему газоснабжения жилого дома входят следующие элементы: газопровод - ввод, распределительный газопровод, стояки, поэтажные подводки, запорная арматура, газовые приборы.

При выборе схемы газоснабжения необходимо учитывать:

- прокладка газопровода должна производиться открыто из стальных труб на сварке, с разъемными, резьбовыми и фланцевыми соединениями в местах установки запорной арматуры, газовых приборов, регуляторов давления и счетчиков;

- запорную арматуру следует устанавливать на воде, в ответвлении к стоякам, газовыми приборами, а также в продувочных трубопроводах зданий пяти и более этажей;
- распределительный газопровод крепят к стенам зданий с помощью хомутов, кронштейнов-крючьев, на расстоянии обеспечивающих монтаж, ремонт и осмотр трубопровода. На вводе вблизи распределительного трубопровода устанавливают главную отключающую запорную арматуру. От главного запорного устройства прокладывают распределительный трубопровод и от него делают вводы в каждую секцию;
- газопроводы внутри помещений состоят из вводов, стояков и квартирных разводов. Стояки представляют собой вертикально расположенный газопровод, проходящий через все этажи. От него идут ответвления в расположенные рядом квартиры;
- при прохождении через перекрытие газопроводы прокладывают в металлических футлярах с кольцевым зазором 5-10 мм, и с возвышением над уровнем пола на 30 мм. Зазор между трубой и футляром заделывают негорючими эластичными материалами;
- все газопроводы внутри здания окрашивают водостойкой масляной краской;
- стояки проходят в основном в кухнях, коридорах, лестничных клетках и других нежилых помещениях.

Прокладку газопровода в жилых домах осуществляют по нежилым помещениям.

**Категорически запрещается** прокладывать газопроводы в сантехнических узлах и ванных комнатах. Все горизонтальные прокладки газопроводов выполняются на высоте не менее 2,2 метра с помощью кронштейнов, хомутов и крючьев. Газопроводы не должны пересекать дверные и оконные проемы.

Отключающие краны ставят перед каждым газовым прибором, их следует размещать на расстоянии не менее 0,4 м от открывающихся оконных проемов.

Газопроводы прокладывают без уклона. Трубы соединяют сваркой при тщательном контроле качества. Резьбовые и фланцевые соединения допустимы только в местах установки отключающих устройств, арматуры и приборов. Газовые счетчики устанавливают в сухих и теплых помещениях доступных для снятия показаний.

Прокладка внутридомовых газопроводов, установка отключающих устройств и подключение газовых приборов должна производиться согласно [3].

Установку отключающих устройств на газопроводах, прокладываемых в жилых домах следует предусматривать:

- для отключения стояков, обслуживающих более пяти этажей;

- перед счетчиками (если для отключения счетчика нельзя использовать отключающее устройство на вводе);
- перед каждым газовым прибором или установкой.

При установке счетчика внутри помещения на один газовый прибор отключающее устройство следует предусматривать только перед счетчиком.

Отключающие краны должны быть установлены перед счетчиком и на опуске к плите на высоте от 1,5 до 1,6 м от пола.

При горизонтальном присоединении газопровода к плите отключающее устройство следует устанавливать на расстоянии 20 см сбоку от плиты на уровне присоединительного штуцера.

В помещениях жилых домов с газоиспользующим оборудованием на газопроводах (перед краном) следует предусматривать установку термозапорных клапанов, автоматически перекрывающих подачу газа при достижении температуры от 75 до 100 °С. При установке в помещении более одной единицы газового оборудования термозапорный клапан следует устанавливать, как правило, перед первым по ходу газа краном.

Схема установки газовых приборов на кухне показана на рис. 10.

Гидравлический расчет внутридомового газопровода производят для наиболее удаленного газового стояка и газоиспользующего прибора (газовой плиты или водонагревателя) с соблюдением заданного перепада давления газа 60 даПа [3]. Диаметр газопровода-подводки к газовым плитам и водонагревателям типа АГВ и АОГВ мощностью 7 кВт равен 15 мм, а к проточным водонагревателям типа ВПГ, «Нева», «Vailend» и др. мощностью 11 кВт и более – 20 мм.

Гидравлический расчет внутридомового газопровода производится в два этапа. Сначала определяются **расчетные расходы газа по участкам сети** по формуле:

$$V_i = \sum \frac{q_i}{Q_n^p} K_0 n_i \cdot 3600 \quad (6.12)$$

где  $V_i$  – расход газа, м<sup>3</sup>/ч;

$Q_n^p$  – низшая теплота сгорания газа, кДж/м<sup>3</sup>;

$q_i$  – номинальная тепловая нагрузка  $i$ -го прибора или группы однотипных приборов, принимаемая по паспортным данным или техническим характеристикам приборов, кВт;

$K_0$  – коэффициент одновременности действия для однотипных приборов или группы приборов (таблица 16);

$n_i$  – количество однотипных приборов или групп приборов.

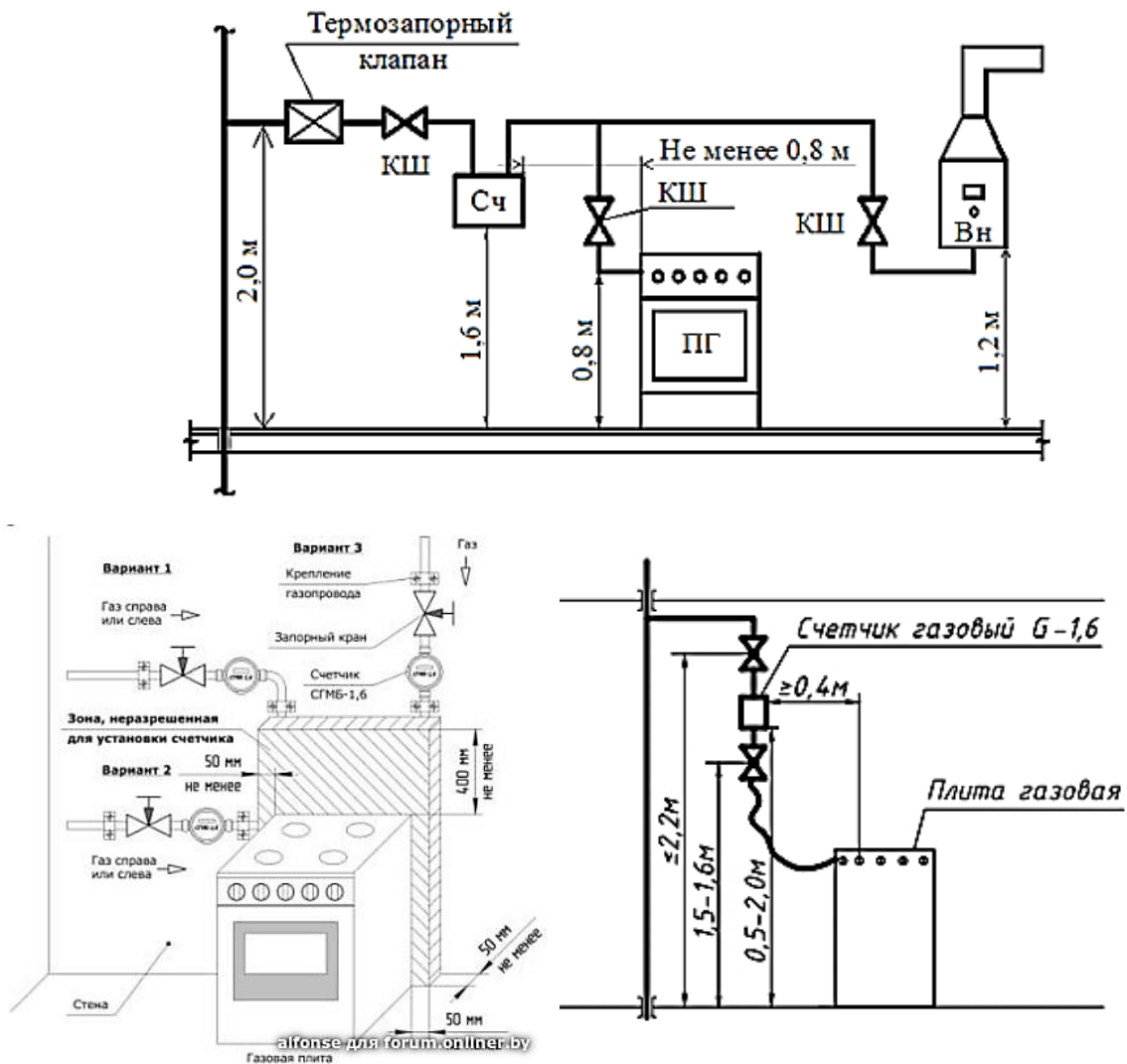


Рис. 10. Установка газовых приборов

После определения расчетных расходов газа на каждом участке внутридомового газопровода приступаем ко второму этапу – гидравлическому расчету. Задаемся диаметром внутридомового газопровода ( $d = 15$  мм).

По известным  $V_i$  и  $d$  по таблице приложения 9 для гидравлического расчета газопроводов низкого давления определяем **удельные потери давления  $\Delta P_{уд}$** , даПа/м, на участке газопровода в зависимости от расчетного расхода газа (можно воспользоваться номограммой приложения 10).

**Нормативные потери давления газа** в бытовых газовых плитах можно принять  $\Delta P_p^{пл} = 5$  даПа, в счётчике –  $\Delta P_p^{сч} = 10$  даПа.

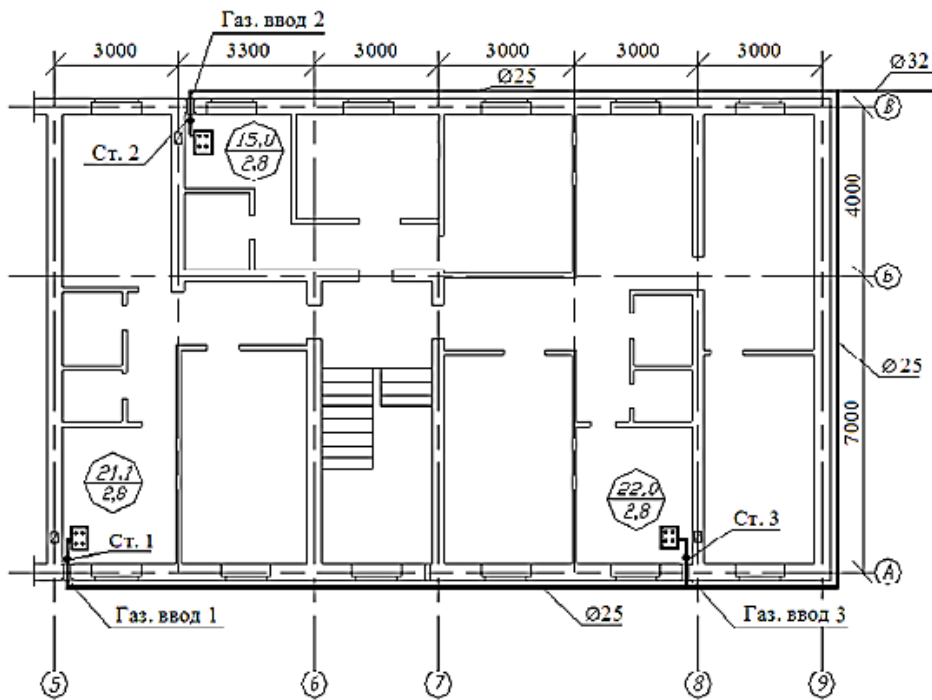


Рис.11. План секции жилого дома

Рассчитываем действительные потери давления на участке  $\Delta P_d$ , даПа:

$$\Delta P_d = \Delta P_{уд} \cdot l_p, \quad (6.13)$$

где  $l_p$  – расчетная длина участка газопровода, определяется как сумма фактической и эквивалентной длины  $l_{эkv}$ , которая учитывает потери давления в местных сопротивлениях. Фактическую длину  $l_{ф}$  определяют по чертежу плана здания. **Расчетная длина участка газопровода** определяется по формуле:

$$l_p = l_{ф} + l_{эkv} \quad (6.14)$$

Эквивалентная длина участка  $l_{эkv}$  внутридомового газопровода определяется как произведение удельной эквивалентной длины  $l_{уд}^p$  и суммы коэффициентов местных сопротивлений участка газопровода.

**Удельная эквивалентная длина  $l_{уд}^p$**  определяется по номограмме приложения 11 для определения эквивалентных длин в зависимости от расчетного расхода газа  $V_i$  и принятого диаметра газопровода  $d$ .

**Эквивалентная длина участка внутридомового газопровода  $l_{эkv}$**  определяется как произведение удельной эквивалентной длины и суммы коэффициентов местных сопротивлений участка газопровода.

$$l_{эkv} = l_{уд}^p \cdot \Sigma \xi \quad (6.15)$$

где  $l_{уд}^p$  – удельная эквивалентная длина, м;

$\Sigma \xi$  – сумма коэффициентов местных сопротивлений.

Местные сопротивления определяются для расчетного участка газопровода по приложению 12.



## ЛИТЕРАТУРА

1. Ионин А.А., Жила В.А., Артихович В.В., Пшоник М.Г. Газоснабжение: учебник для студентов вузов по специальности «Теплогазоснабжение и вентиляция». – М.: Изд-во АСВ, 2012. – 472с.
2. Хрусталёв Б. М. Теплоснабжение и вентиляция. Курсовое и дипломное проектирование/Под ред. Проф. Б. М. Хрусталёва – М.: Издательство АСВ, 2007. – 784 с.
3. ТКП 45-4.03-267-2012 Газораспределение и газопотребление. Строительные нормы проектирования. – Минск, 2012. – 87с.
4. ТКП 45-4.03-157-2012 Газопроводы из полиэтиленовых труб. Правила проектирования и монтажа. – Минск, 2012. – 40с.
5. ТКП 45-2.04-43-2006 (02250) Строительная теплотехника. – Минск, 2007.
6. ТКП 45-3.02-230-2010 Дома жилые многоквартирные и блокированные. Строительные нормы проектирования. – Минск, 2010.
7. ТКП 45-3.01-116-2008 Градостроительство. Населенные пункты. Нормы планировки и застройки. – Минск, 2008.
8. Стаскевич Н.Л., Северинец Г.Н., Видгорчик Д.Я. Справочник по газоснабжению и использованию газа. – Л.: Недра, 1990. – 762с.
9. Скафтымов Н. А. Основы газоснабжения. Л., «Недра», 1975. 343 с.
10. Могилат Г.А. Примеры расчетов к курсовой работе «Газоснабжение района города»: методические указания. – Минск: ГАЗ-ИНСТИТУТ, 2014. – 36с.
11. ТКП 45-4.03-68-2007 Распределительные газопроводы. Порядок гидравлического расчета. – Минск, 2008. – 54 с.
12. Комина, Г. П., Прошутинский, А. О. Гидравлический расчет и проектирование газопроводов: учебное пособие по дисциплине «Газоснабжение» для студентов специальности 270109 – теплогазоснабжение и вентиляция / Г. П. Комина, А. О. Прошутинский; СПбГАСУ. – СПб., 2010. – 148 с.



## ПРИЛОЖЕНИЯ

### Приложение 1

#### Состав природных газов, % по объему

Номер варианта	СН <sub>4</sub>	С <sub>2</sub> Н <sub>6</sub>	С <sub>3</sub> Н <sub>8</sub>	С <sub>4</sub> Н <sub>10</sub>	С <sub>5</sub> Н <sub>12</sub>	СО <sub>2</sub>	Редкие газы и N <sub>2</sub>
1	95,1	2,3	0,7	0,4	0,8	0,2	0,5
2	89,9	3,0	1,6	1,0	0,5	1,2	2,8
3	98,7	0,33	0,13	0,04	-	0,1	0,7
4	88,1	0,11	0,6	0,34	0,35	8,5	2,0
5	99,0	0,1	0,005	-	-	0,095	0,8
6	91,0	1,9	0,6	0,75	0,85	1,6	3,3
7	94,5	0,8	0,9	1,8	1,4	-	0,6
8	98,3	0,45	0,25	0,3	-	0,1	0,6
9	93,3	4,0	0,6	0,4	0,3	0,1	1,3
10	93,0	3,1	0,7	0,6	-	0,1	2,5
11	97,2	0,8	0,5	0,4	0,3	-	0,8
12	95,8	1,8	1,3	0,3	-	0,4	0,4
13	88,9	2,9	1,0	0,8	0,5	0,4	5,5
14	92,6	3,5	2,2	0,6	0,3	-	0,8
15	93,8	2,8	1,8	0,5	0,3	0,2	0,6
16	96,7	2,0	0,5	0,2	0,1	-	0,4
17	90,3	3,9	2,1	0,8	0,2	0,7	2,0
18	91,4	3,5	2,0	0,4	-	0,9	1,8
19	89,3	4,1	1,9	0,6	0,2	0,8	3,1
20	90,8	3,2	1,2	0,6	0,3	1,2	2,5
21	90,8	2,0	2,0	1,5	1,2	0,6	1,9
22	93,3	3,5	1,1	0,4	0,1	0,8	0,8
23	94,1	0,5	1,0	2,5	0,3	0,5	1,1
24	94,0	0,6	1,1	2,4	0,4	0,6	0,9
25	93,9	0,7	1,5	2,3	0,1	0,7	0,8
26	91,8	2,8	1,9	1,6	1,3	0,5	0,1
27	91,8	2,4	0,8	1,3	1,2	0,8	1,7
28	91,9	2,5	1,0	1,2	0,9	0,9	1,6
29	93,3	3,6	1,2	0,3	0	0,9	0,7
30	91,1	4,2	1,8	0,3	1,7	0,6	0,3

## Приложение 2

### Основные характеристики газов, входящих в состав природных газов

Показатель	Метан	Этан	Пропан	н-Бутан	Пентан	Углекислый газ	Азот	Серо-водород
Химическая формула	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	CO <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>	H <sub>2</sub> S
Теплота сгорания низшая Q <sub>н</sub> , кДж/м <sup>3</sup>	35760	63650	91140	118530	146180	–	–	23380
Плотность при нормальных условиях ρ, кг/м <sup>3</sup>	0,717	1,356	2,004	2,702	3,457	1,977	1,251	1,52
Пределы воспламенения в смеси с воздухом, об. %:								
нижний	5,0	3,0	2,0	1,7	1,35	–	–	
верхний	15,0	12,5	9,5	8,5	8,0	–	–	

**Приложение 3**

**Годовые расходы газа, тыс. м<sup>3</sup>, промышленными предприятиями.**

№ варианта	ПП №1		ПП №2		ПП №3	
	Расход газа	Отрасль промышленности	Расход газа	Отрасль промышленности	Расход газа	Отрасль промышленности
1	350	М	135	П	480	Т
2	430	Х	280	М	185	П
3	560	ЧМ	120	В	350	Э
4	340	Ф	215	Т	420	Р
5	320	О	190	ЦМ	280	Д
6	280	Ф	620	С	105	Т
7	510	М	635	Р	115	СИ
8	405	Ф	440	М	670	Э
9	150	Т	480	Ш	320	Д
10	580	С	180	П	150	Т
11	215	Т	320	М	440	Э
12	340	Э	155	В	510	М
13	385	М	215	Ф	605	С
14	510	В	325	Д	105	П
15	410	Э	115	П	255	Ф
16	310	М	615	ЦБ	140	Т
17	290	П	380	М	110	П
18	440	Э	290	П	180	Д
19	225	Т	325	М	485	Э
20	185	П	315	Э	565	М
21	320	Р	475	О	365	Д
22	710	М	360	Э	450	П
23	125	Т	820	ЧМ	520	Р
24	570	О	345	Т	645	М
25	190	П	450	С	390	Т
26	340	Ф	180	Д	645	П
27	258	СИ	432	ЦМ	246	Ш
28	560	Х	290	Р	700	Д
29	780	ЦМ	165	О	505	Ф
30	250	Ш	570	М	380	П

Примечание. Отрасли промышленности: М – машиностроение; Т – текстильная; С – строительных материалов; Д – деревообрабатывающая; П – пищевая; Э – электротехническая; Ф – фарфорофаянсовая; ЦБ – целлюлозно-бумажная; О – обувная; Ш –

швейная; Х – химическая; В – винодельческая; ЧМ – черная металлургия; ЦМ – цветная металлургия; Р – радиопромышленность; СИ – станкостроительная и инструментальная.

#### Приложение 4

### Нормы расхода теплоты потребителей газа

Потребители газа	Показатель потребления газа	Нормы расхода теплоты, МДж
<i>1 Жилые дома</i>		
При наличии в квартире газовой плиты и централизованного горячего водоснабжения при газоснабжении природным газом СУГ	На 1 чел. в год	1860
	То же	1690
При наличии в квартире газовой плиты и газового водонагревателя (при отсутствии централизованного горячего водоснабжения) при газоснабжении природным газом СУГ	"	5300
	"	4840
При наличии в квартире газовой плиты и отсутствии централизованного горячего водоснабжения и газового водонагревателя при газоснабжении природным газом СУГ	"	3050
	"	2810
<i>2 Предприятия бытового обслуживания населения</i>		
Фабрики-прачечные на стирку белья в механизированных прачечных на стирку белья в немеханизированных прачечных с сушильными шкафами на стирку белья в механизированных прачечных, включая сушку и глажение	На 1 т сухого белья	8800
	То же	12600
	"	18800
Дезкамеры на дезинфекцию белья и одежды в паровых камерах на дезинфекцию белья и одежды в горячевоздушных камерах	"	2240
	"	1260
Бани мытьё без ванн мытьё в ваннах	На 1 помывку	40
	То же	50
<i>3 Предприятия общественного питания</i>		

Столовые, рестораны, кафе на приготовление обедов (вне зависимости от пропускной способности предприятия) на приготовление завтраков или ужинов	На 1 обед На 1 завтрак или ужин	4,2 2,1
<i>4 Учреждения здравоохранения</i>		
Больницы, родильные дома на приготовление пищи на приготовление горячей воды для хозяйственно- бытовых нужд и лечебных процедур (без стирки белья)	На 1 койку в год То же	3200 9200
<i>5 Предприятия по производству хлеба и кондитерских изделий</i>		
Хлебозаводы, комбинаты, пекарни на выпечку хлеба формового на выпечку хлеба подового, батонов, булок, сдо- бы на выпечку кондитерских изделий (тортов, пи- рожных, печенья, пряников и т.п.)	На 1 т изделий То же То же	2500 5450 7750

### Приложение 5

#### Коэффициент часового максимума расхода газа на нужды бытовых потреби- телей

Число жителей, снабжаемых газом, тыс.чел.	Коэффициент часового максимума расхо- да газа (без отопления), $K_{\max}^h$
1	1/1500
2	1/1700
3	1/1800
5	1/1900
10	1/2000
20	1/2200
30	1/2400
40	1/2500
50	1/2600
100	1/2800
300	1/3000
500	1/3300
750	1/3500
1000	1/3700
2000 и более	1/4700

### Приложение 6

#### Коэффициент часового максимума для коммунально-бытовых предприятий

Предприятия	Коэффициент часового максимума расхода газа, $K_{\max}^h$
-------------	--

Бани	1/2700
Прачечные	1/2900
Общественного питания	1/2000
По производству хлеба и кондитерских изделий	1/6000

*Примечание* — Для бань и прачечных значения  **$K_{max}^h$**  приведены с учетом расхода газа на нужды отопления и вентиляции.

## Приложение 7

### Коэффициент часового максимума для различных отраслей промышленности.

Отрасль промышленности	Коэффициент часового максимума расхода газа $K_{max}^h$		
	В целом по предприятию	По котельным	По промышленным печам
Черная металлургия	1/6100	1/5200	1/7500
Судостроительная	1/3200	1/3100	1/3400
Резиноасбестовая	1/5200	1/5200	-
Химическая	1/5900	1/5600	1/7300
Строительных материалов	1/5900	1/5500	1/6200
Радиопромышленность	1/3600	1/3300	1/5500
Электротехническая	1/3800	1/3600	1/5500
Цветная металлургия	1/3800	1/3100	1/5400
Станкостроительная и инструментальная	1/2700	1/2900	1/2600
Машиностроение	1/2700	1/2600	1/3200
Текстильная	1/4500	1/4500	-
Целлюлозно-бумажная	1/6100	1/6100	-
Деревообрабатывающая	1/5400	1/5400	-
Пищевая	1/5700	1/5900	1/4500
Пивоваренная	1/5400	1/5200	1/6900
Винодельческая	1/5700	1/5700	-
Обувная	1/3500	1/3500	-
Фарфорофаянсовая	1/5200	1/3900	1/6500
Кожевенно-галантерейная	1/4800	1/4800	-
Полиграфическая	1/4000	1/3900	1/4200
Швейная	1/4900	1/4900	-
Мукомольно-крупяная	1/3500	1/3600	1/3200
Табачная	1/3850	1/3500	-

**Номограммы для гидравлического расчета стальных и полиэтиленовых газопроводов низкого, среднего и высокого давления с учетом срока их эксплуатации**

Абсолютная шероховатость внутренней поверхности газопроводов принята из стальных труб  $n = 0,01$  см; из полиэтиленовых труб –  $n = 0,0007$  см. Природный газ с  $\rho = 0,73$  кг/м<sup>3</sup> и  $\nu = 14 \cdot 10^{-6}$  м<sup>2</sup>/с. Наружные диаметры и толщины стенок стальных и полиэтиленовых газопроводов, использованные при построении номограмм, приведены в табл. А.

Таблица А

Газопроводы из стальных труб низкого, среднего и высокого давления																	
Диаметр, D, мм	32	38	45	57	76	89	108	133	159	194	219	273	327	377	427	530	630
Толщина стенки Δ, мм	2,5	2,5	2,5	3,0	3,0	3,5	5,0	5,5	5,5	6,0	7,0	9,0	5,0	6,0	6,0	6,0	6,0
Газопроводы из полиэтиленовых труб низкого и среднего давления (SDR11 ≤ 63 мм и SDR 17,6 ≥ 75 мм)																	
Диаметр, D, мм	32	40	50	63	75	90	110	125	140	160	180	200	225				
Толщина стенки Δ, мм	3,0	3,7	4,6	5,8	4,3	5,2	6,3	7,1	8,0	9,1	10,3	11,4	12,8				
Газопроводы из полиэтиленовых труб высокого давления (SDR11)																	
Диаметр, D, мм	32	40	50	63	75	90	110	125	140	160	180	200	225				
Толщина стенки Δ, мм	3,0	3,7	4,6	5,8	6,8	8,2	10,0	11,4	12,7	14,6	16,4	18,2	20,5				

В номограммах приняты следующие условные обозначения:

- 1) СТ108 – газопровод из стальных труб диаметром D = 108 мм;
- 2) ПЭ110 – газопровод из полиэтиленовых труб диаметром D = 110 мм;
- 3) сплошная линия – для новых труб;
- 4) штриховая линия (экс) – для труб после годичной эксплуатации с учетом увеличения эквивалентной абсолютной шероховатости до 0,02 см для стальных труб и увеличения диаметра до 5 % под воздействием внутреннего давления для полиэтиленовых труб;
- 5) штриховая линия (экс 10) – для стальных труб после 10-летней эксплуатации с учетом увеличения эквивалентной абсолютной шероховатости до 0,1 см.

**Пример.** Определить диаметр газопровода по номограмме (рис. 8.1) при  $V = 170 \text{ м}^3/\text{ч}$  ( $V = Q$ ) и среднем значении удельных потерь давления по длине  $\Delta P = P_H^2 - P_K^2 = 450 \text{ кПа}^2/100 \text{ м}$ .

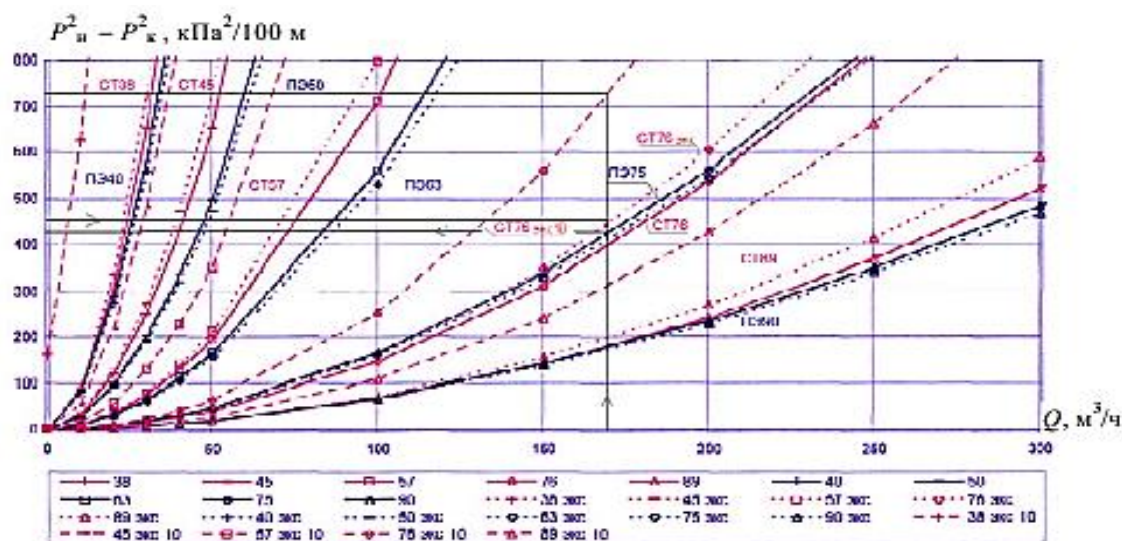


Рис. 8.1. Удельные потери давления для стальных и полиэтиленовых труб (новых и бывших в эксплуатации) среднего давления ( $Q = 0-300 \text{ м}^3/\text{ч}$ ,  $\rho = 0,73 \text{ кг}/\text{м}^3$ ,  $\nu = 14 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$ )

Найдем точку пересечения линий  $\Delta P$  и  $V$ ; она находится вблизи  $D_H = 76 \text{ мм}$  (сталь) и  $D_H = 75 \text{ мм}$  (полиэтилен), по пропускной способности данные трубы в начале срока эксплуатации практически эквивалентны, что видно на графике. После года эксплуатации гидравлическое сопротивление стальной трубы возрастает и удельные потери давления повышаются с 400 до 440  $\text{кПа}^2/100 \text{ м}$  (кривая ст 76 экс), а через 10 лет эксплуатации достигает величины 730  $\text{кПа}^2/100 \text{ м}$  (кривая ст 76 экс 10). В расчетах следует принимать худший вариант, т. е. 730  $\text{кПа}^2/100 \text{ м}$ . Это происходит из-за увеличения абсолютной шероховатости стальных труб в процессе эксплуатации.

Полиэтиленовая труба не подвержена коррозии, и ее гидравлические характеристики со временем не ухудшаются, а за счет ползучести пропускная способность даже увеличивается. Значение  $\Delta P$  для полиэтиленовой трубы при том же расходе составит 420  $\text{кПа}^2/100 \text{ м}$  (кривая ПЭ75).

Следовательно, если мы не хотим через 10 лет производить замену стального газопровода либо повышать давление в сети, то надо использовать стальную трубу завышенного диаметра или полиэтиленовую трубу диаметром, эквивалентным диаметру новой стальной трубы. Очевидно, что единственным экономически целесообразным вариантом будет применение полиэтиленовой трубы  $D_H = 75 \text{ мм}$ .

**Номограммы для гидравлического расчета стальных и полиэтиленовых газопроводов низкого, среднего и высокого давления с учетом срока их эксплуатации**



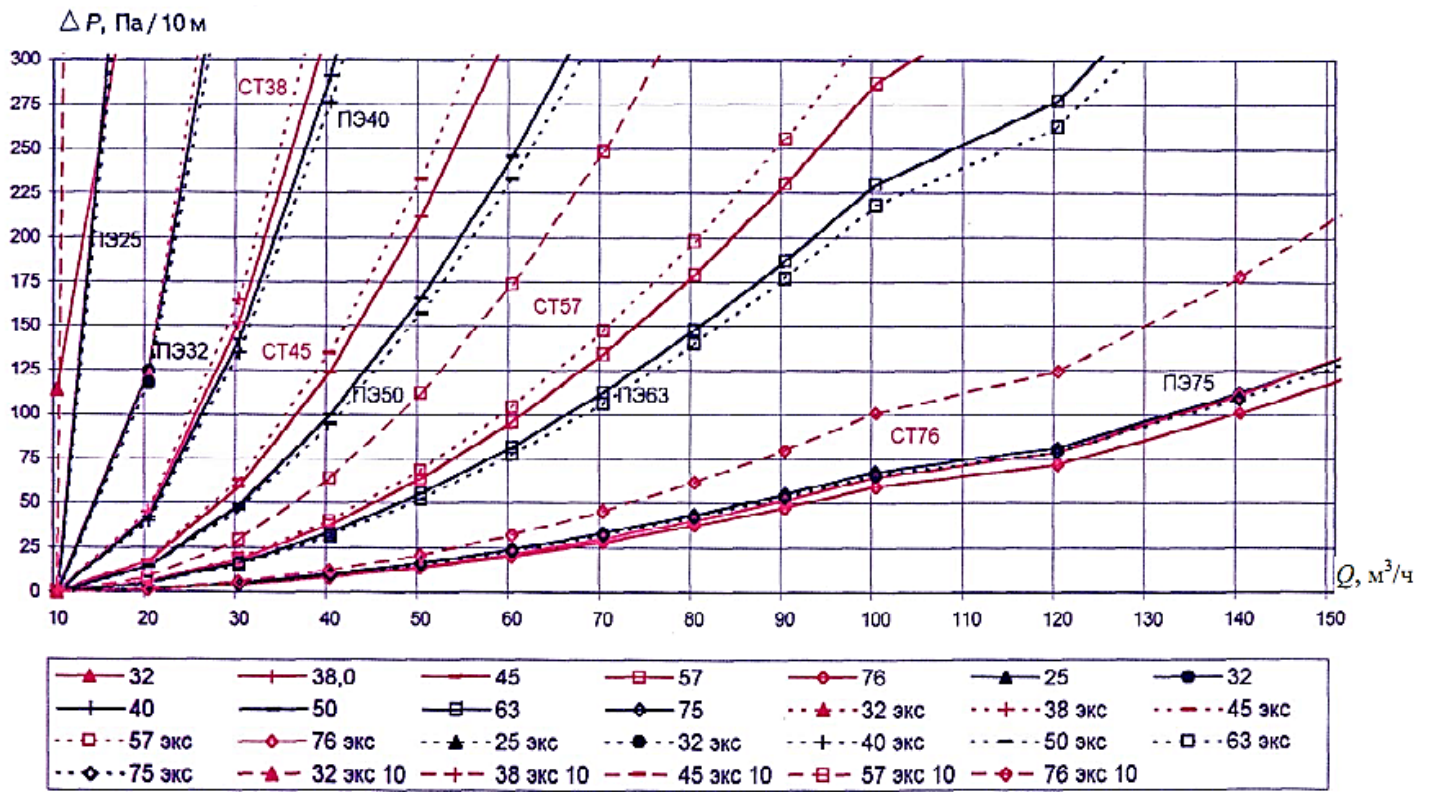


Рис. 8.2. Удельные потери давления для стальных и полиэтиленовых труб (новых и бывших в эксплуатации) низкого давления ( $Q = 10\text{--}150\text{ м}^3/\text{ч}$ ,  $\rho = 0,73\text{ кг}/\text{м}^3$ ,  $\nu = 14 \cdot 10^{-6}\text{ м}^2/\text{с}$ )

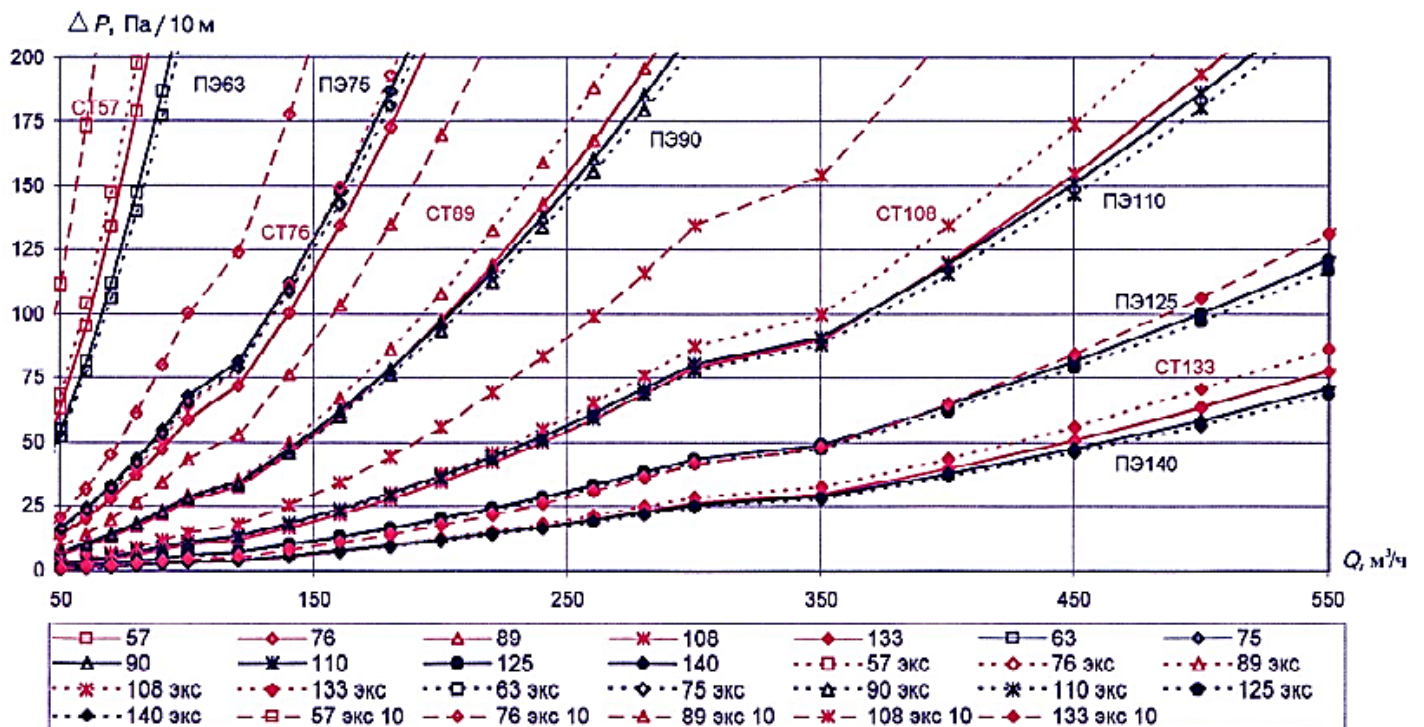


Рис. 8.3. Удельные потери давления для стальных и полиэтиленовых труб (новых и бывших в эксплуатации) низкого давления ( $Q = 50-500 \text{ м}^3/\text{ч}$ ,  $\rho = 0,73 \text{ кг}/\text{м}^3$ ,  $\nu = 14 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$ )

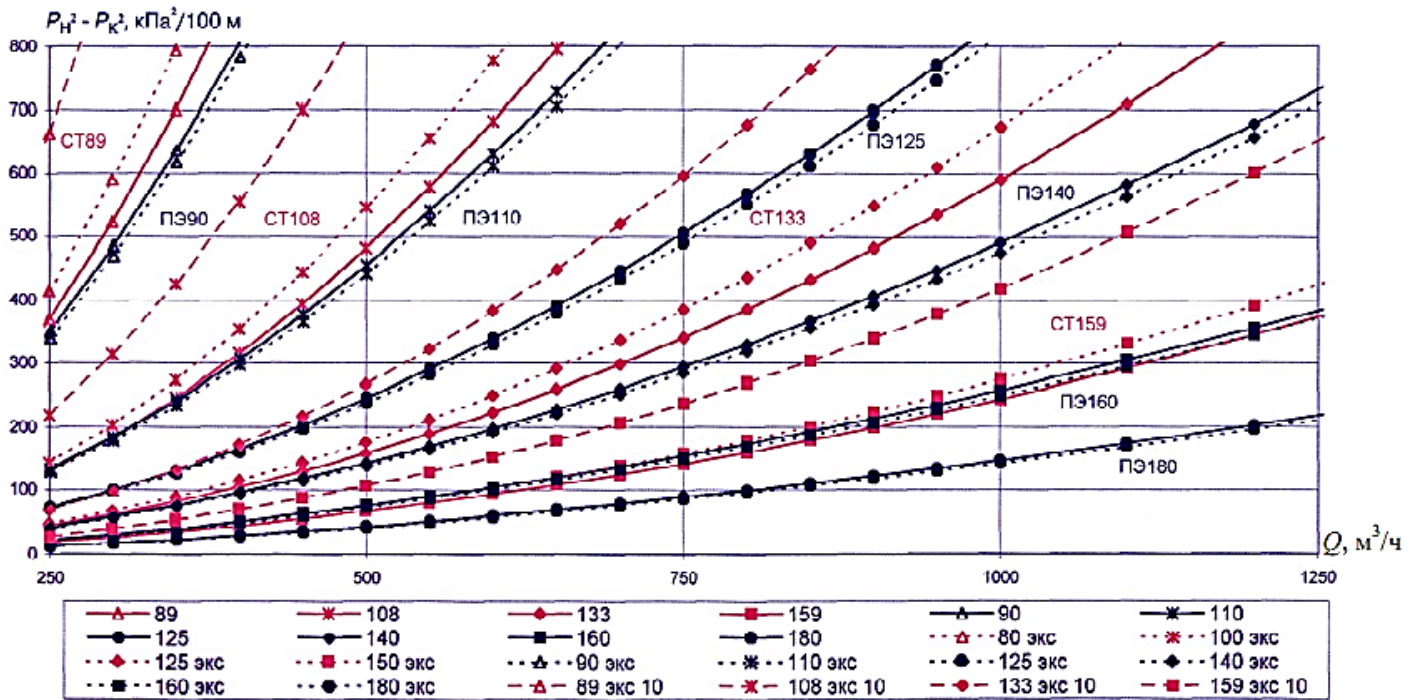


Рис. 8.4. Удельные потери давления для стальных и полиэтиленовых труб (новых и бывших в эксплуатации) низкого давления ( $Q = 250-1250 \text{ м}^3/\text{ч}$ ,  $\rho = 0,73 \text{ кг}/\text{м}^3$ ,  $\nu = 14 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$ )

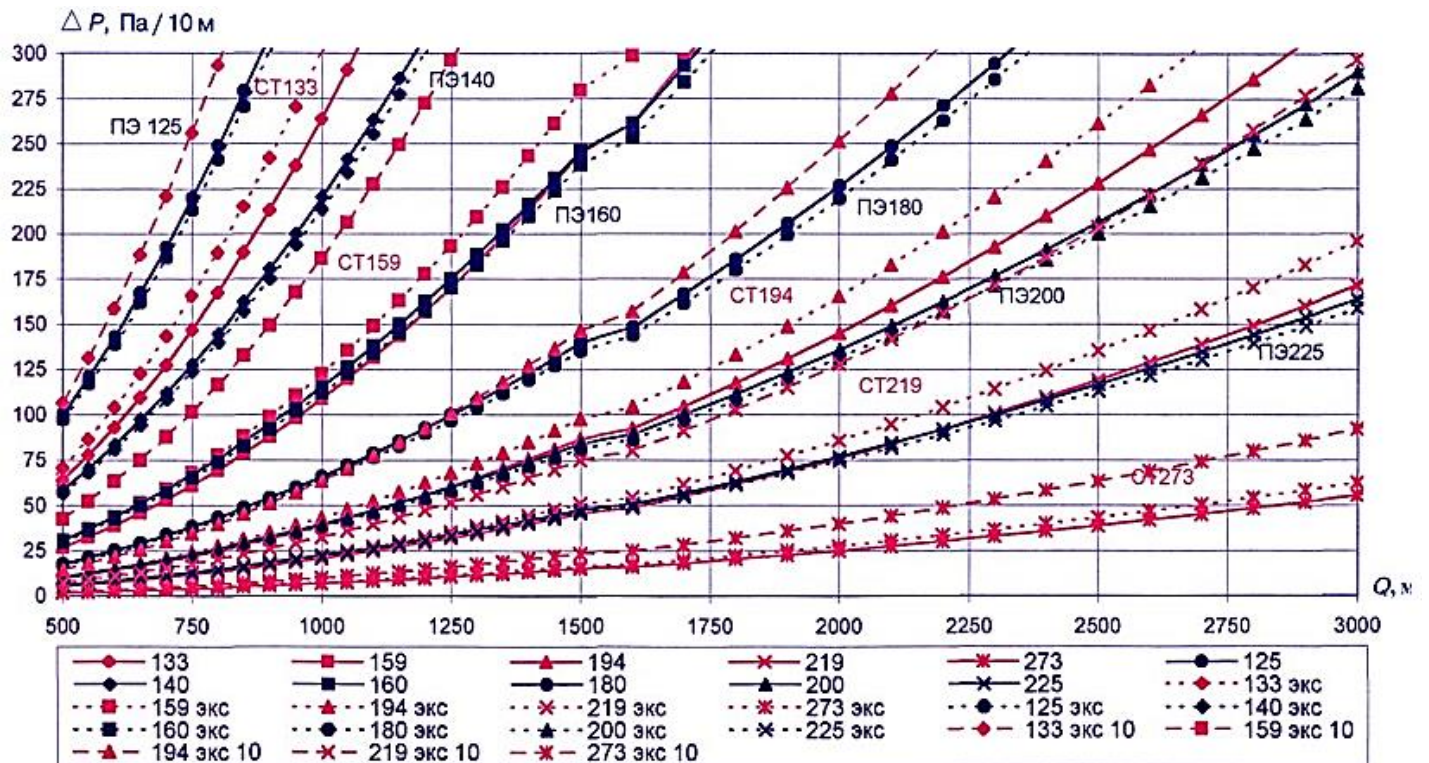


Рис. 8.5. Удельные потери давления для стальных и полиэтиленовых труб (новых и бывших в эксплуатации) низкого давления ( $Q = 500\text{--}3000 \text{ м}^3/\text{ч}$ ,  $\rho = 0,73 \text{ кг/м}^3$ ,  $\nu = 14 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$ )

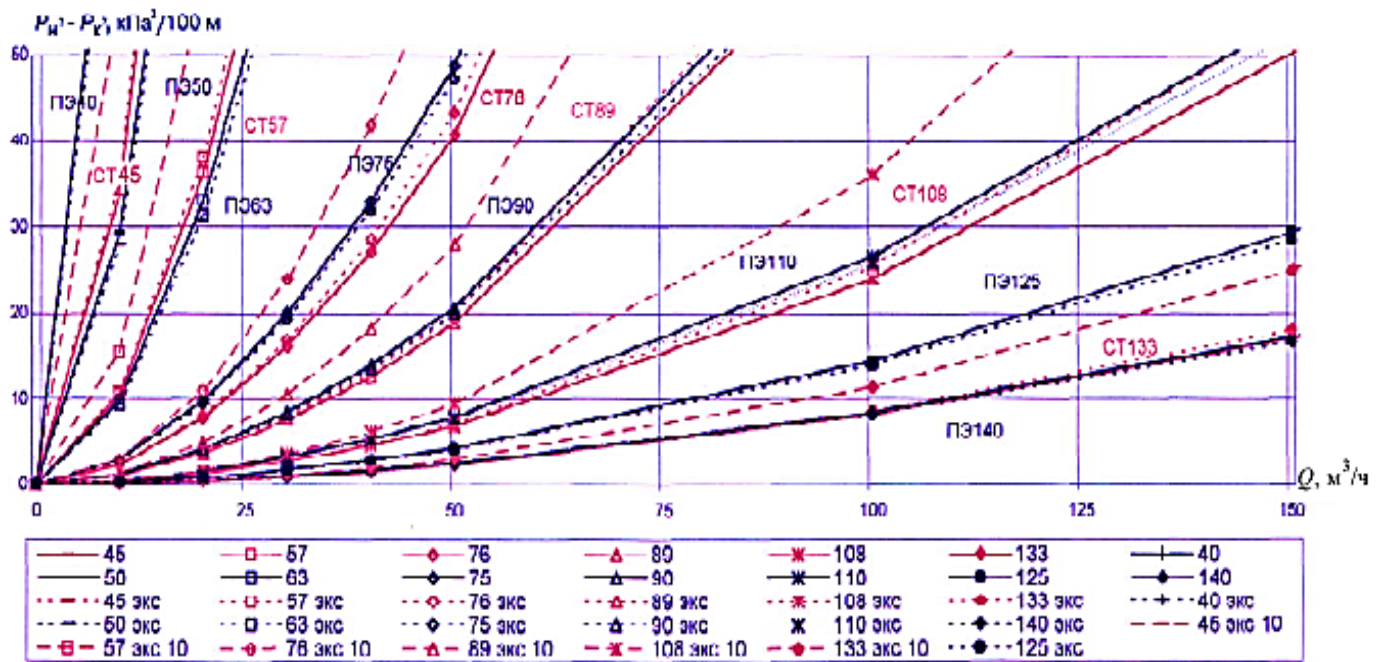


Рис. 8.6. Удельные потери давления для стальных и полиэтиленовых труб (новых и бывших в эксплуатации) среднего давления ( $Q = 0 - 150 \text{ м}^3/\text{ч}$ ,  $\rho = 0,73 \text{ кг/м}^3$ ,  $\nu = 14 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$ )

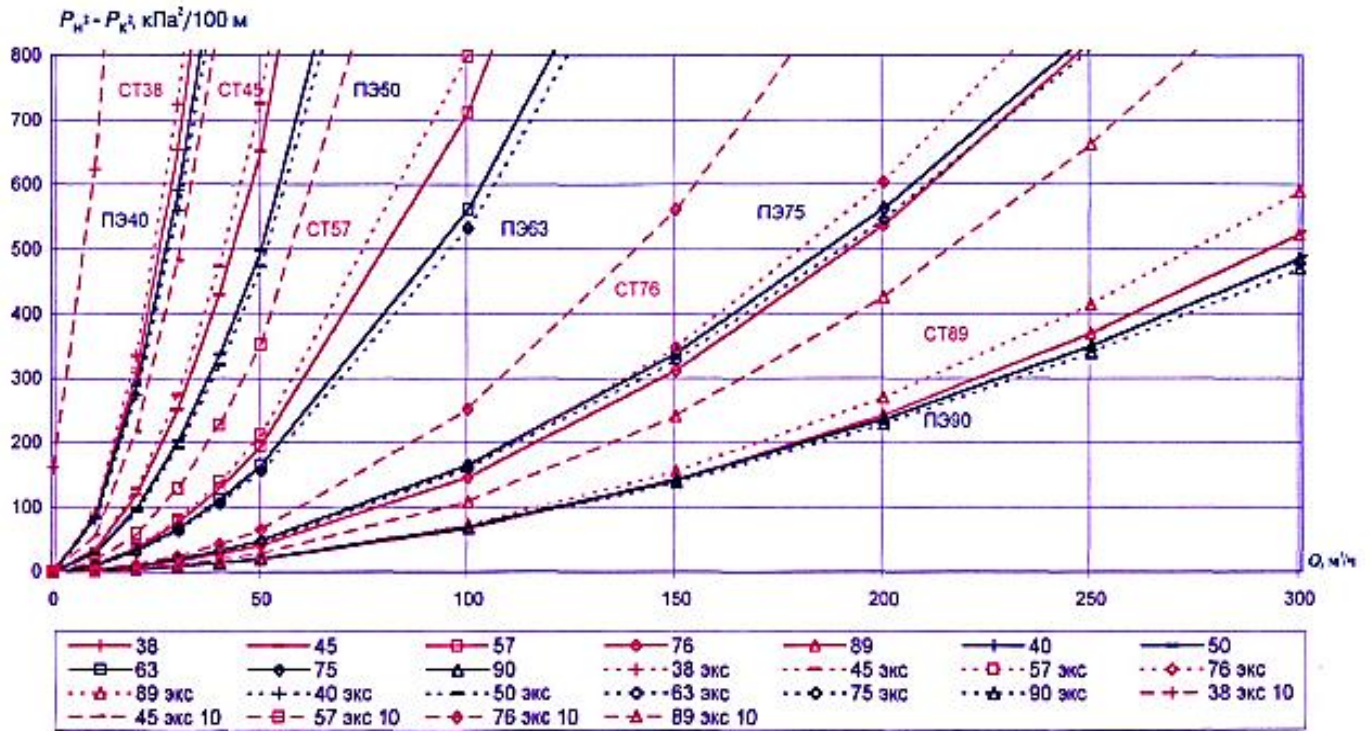


Рис. 8.7. Удельные потери давления для стальных и полиэтиленовых труб (новых и бывших в эксплуатации) среднего давления ( $Q = 0 - 300 \text{ м}^3/\text{ч}$ ,  $\rho = 0,73 \text{ кг}/\text{м}^3$ ,  $\nu = 14 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$ )

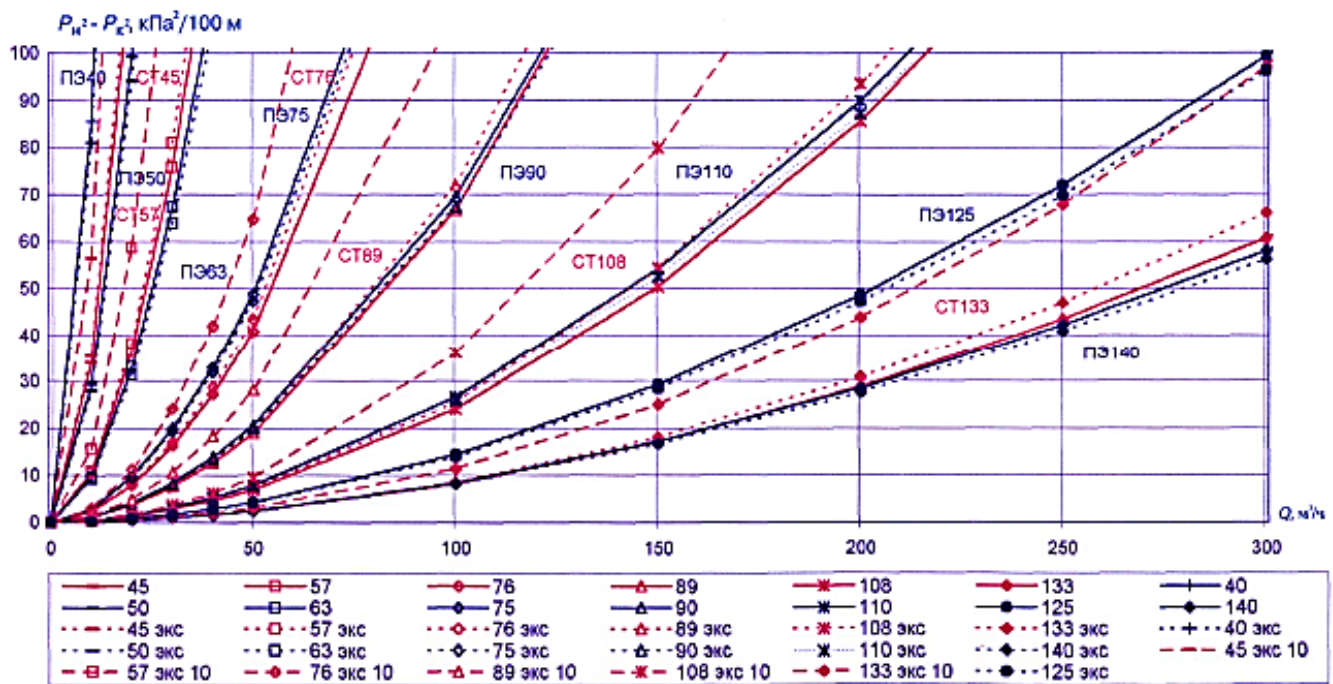


Рис. 8.8. Удельные потери давления для стальных и полиэтиленовых труб (новых и бывших в эксплуатации) среднего давления ( $Q = 0 - 300 \text{ м}^3/\text{ч}$ ,  $\rho = 0,73 \text{ кг}/\text{м}^3$ ,  $\nu = 14 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$ )

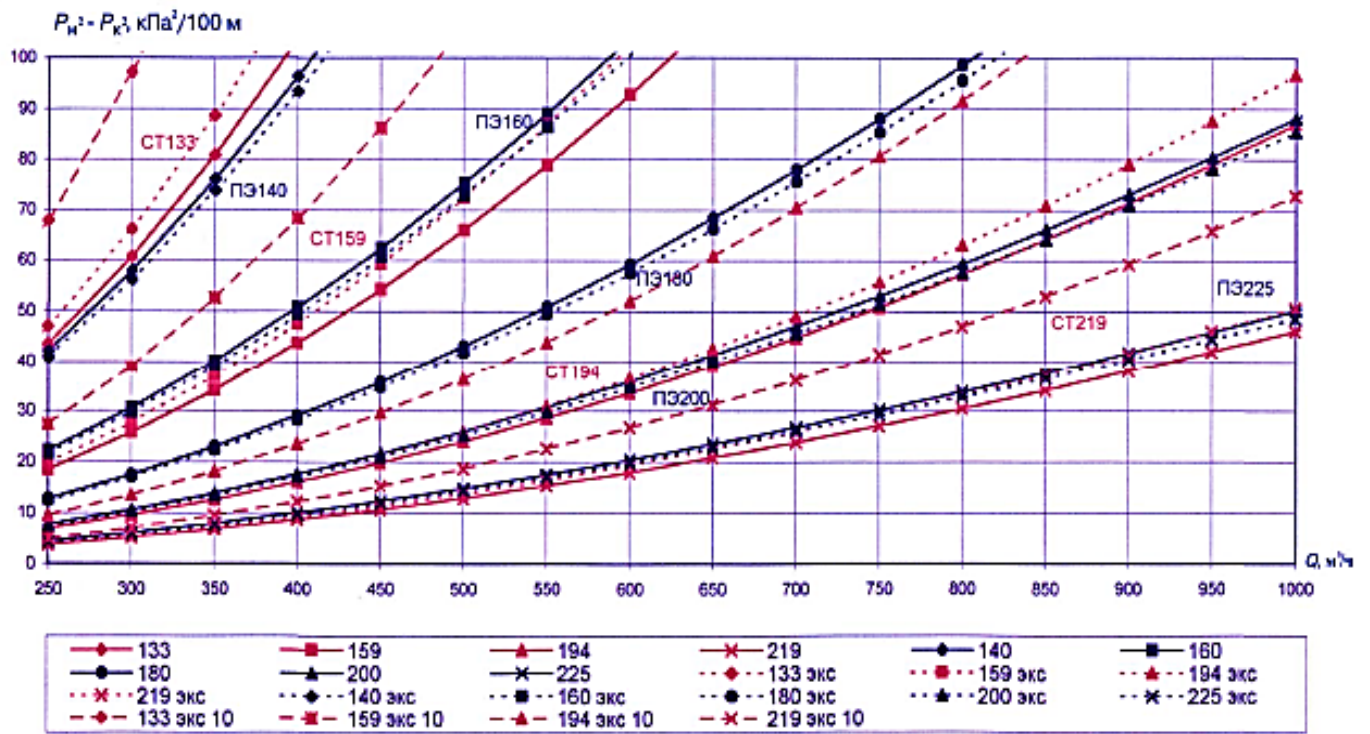


Рис. 8.9. Удельные потери давления для стальных и полиэтиленовых труб (новых и бывших в эксплуатации) среднего давления ( $Q = 250 - 1000 \text{ м}^3/\text{ч}$ ,  $\rho = 0,73 \text{ кг}/\text{м}^3$ ,  $\nu = 14 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$ )

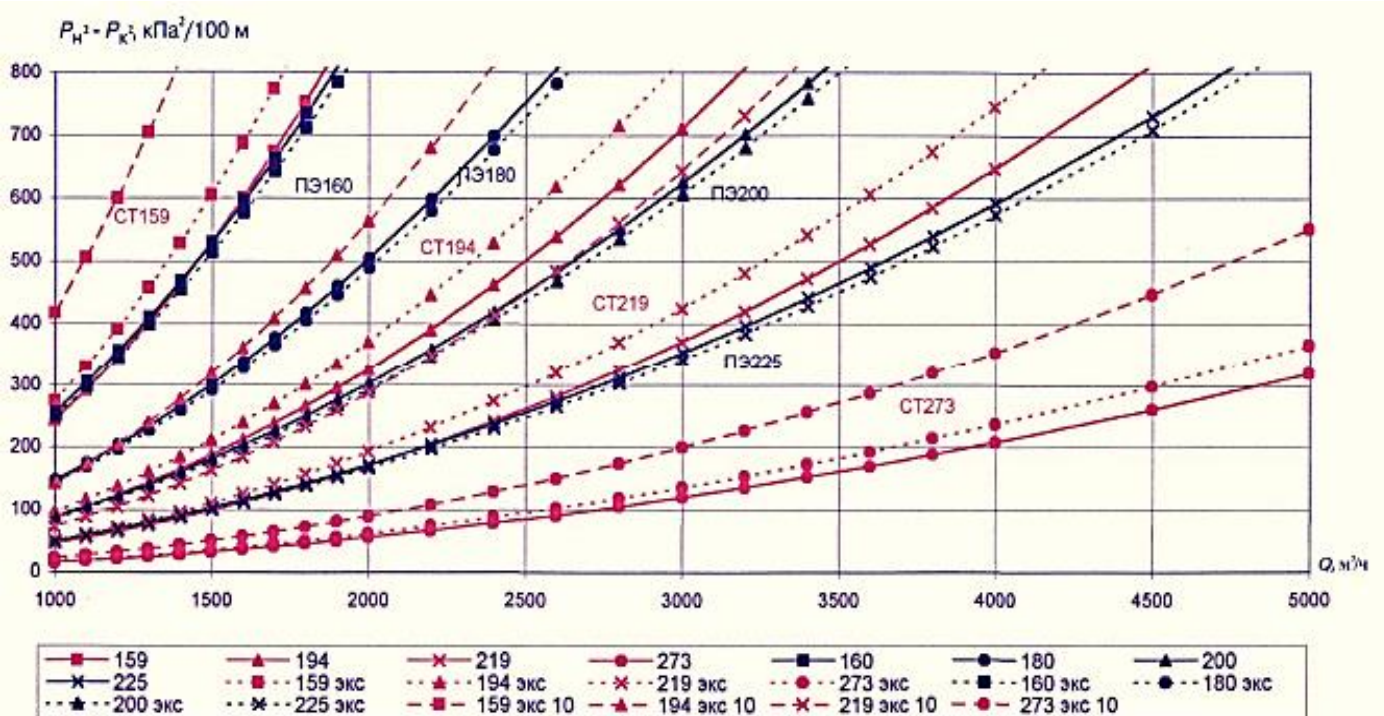


Рис. 8.10. Удельные потери давления для стальных и полиэтиленовых труб (новых и бывших в эксплуатации) среднего давления ( $Q = 250 - 1000 \text{ м}^3/\text{ч}$ ,  $\rho = 0,73 \text{ кг}/\text{м}^3$ ,  $\nu = 14 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$ )

$\cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$

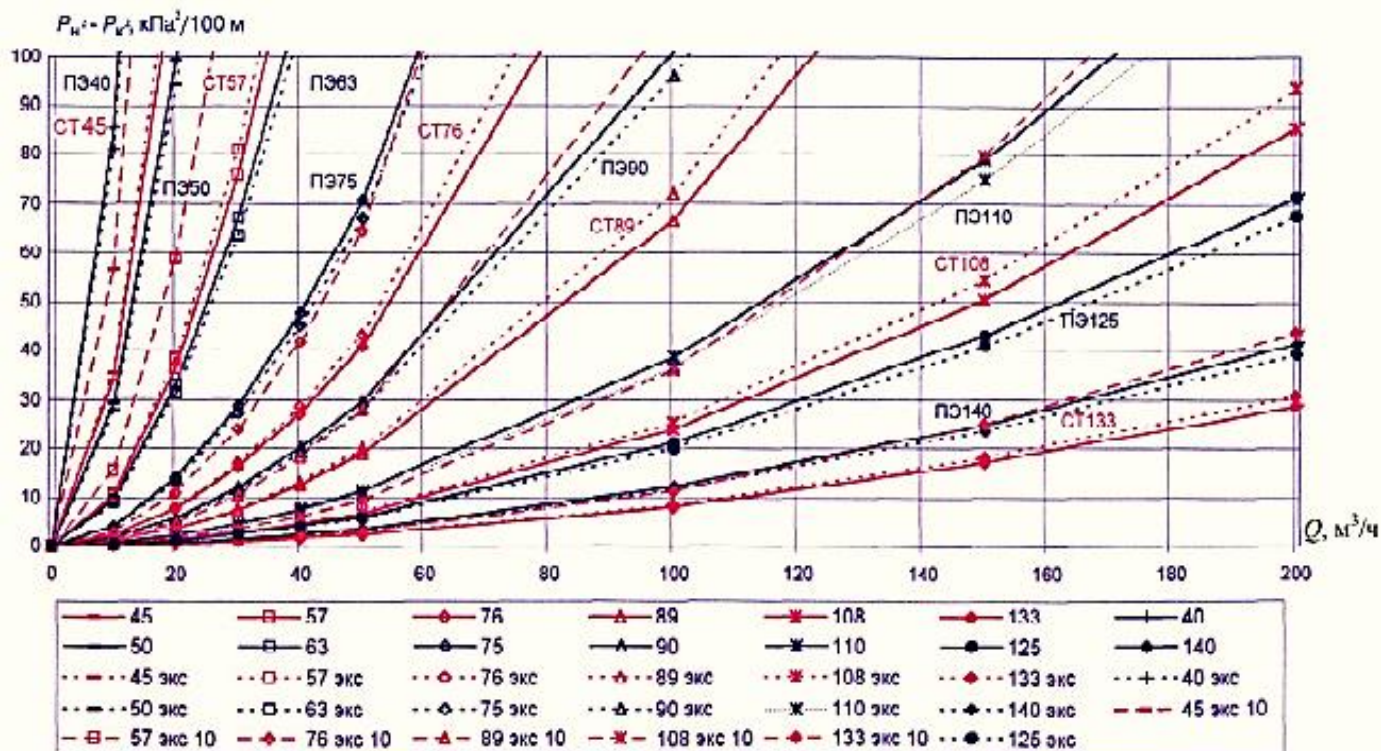


Рис. 8.11. Удельные потери давления для стальных и полиэтиленовых труб (новых и бывших в эксплуатации) высокого давления ( $Q = 0 - 200 \text{ м}^3/\text{ч}$ ,  $\rho = 0,73 \text{ кг}/\text{м}^3$ ,  $\nu = 14 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$ )

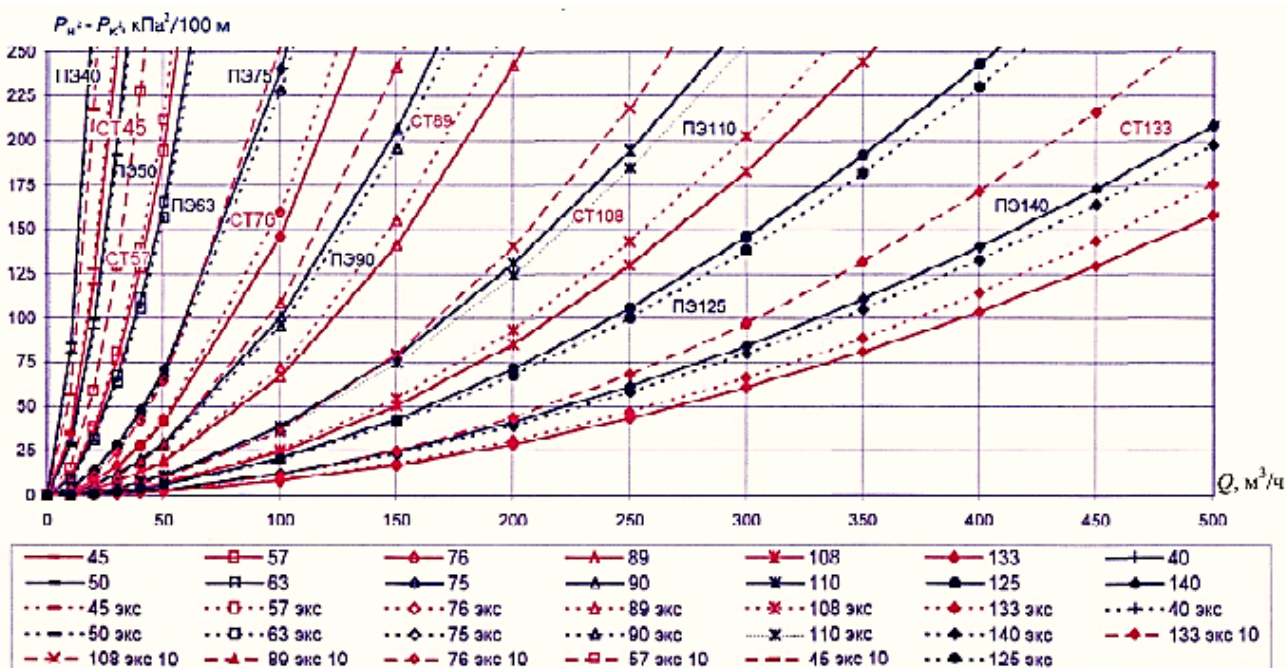


Рис. 8.12. Удельные потери давления для стальных и полиэтиленовых труб (новых и бывших в эксплуатации) высокого давления ( $Q = 0 - 500 \text{ м}^3/\text{ч}$ ,  $\rho = 0,73 \text{ кг}/\text{м}^3$ ,  $\nu = 14 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$ )

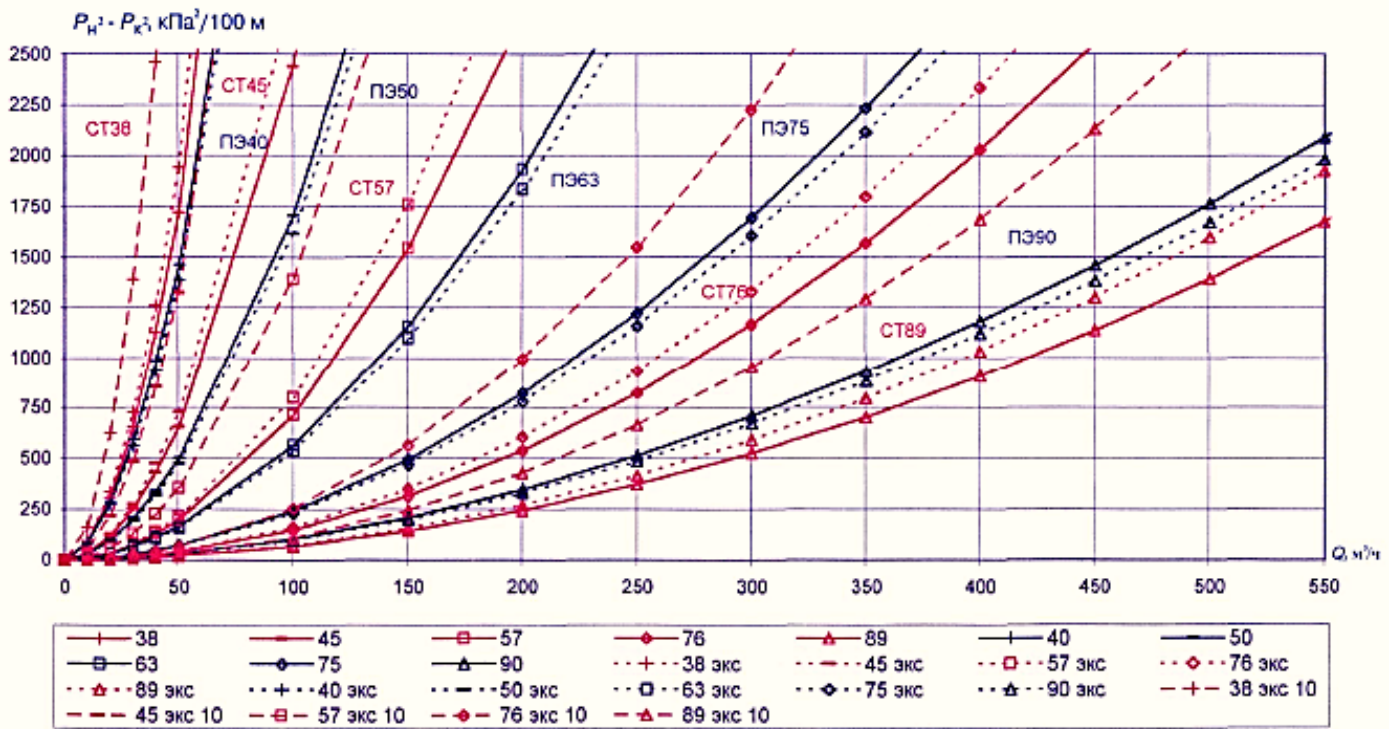


Рис. 8.13. Удельные потери давления для стальных и полиэтиленовых труб (новых и бывших в эксплуатации) высокого давления ( $Q = 0 - 550 \text{ м}^3/\text{ч}$ ,  $\rho = 0,73 \text{ кг}/\text{м}^3$ ,  $\nu = 14 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$ )

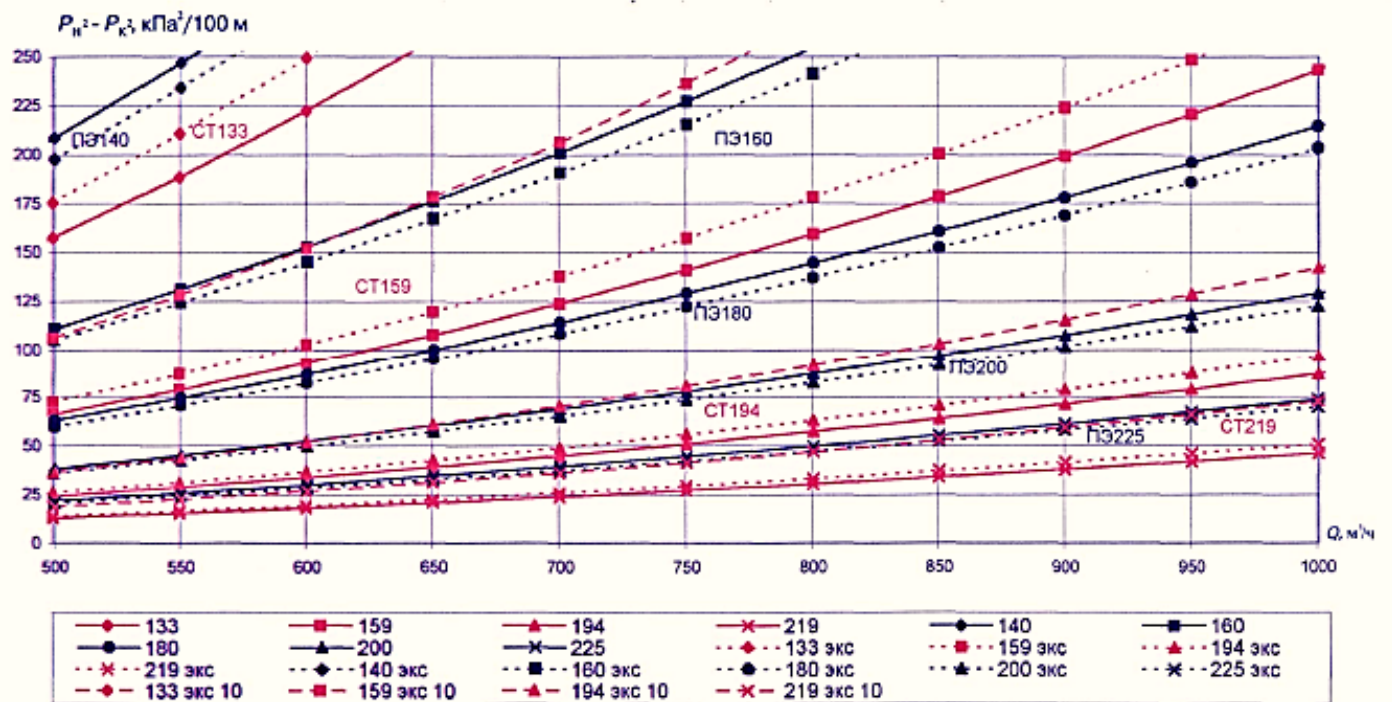


Рис. 8.14. Удельные потери давления для стальных и полиэтиленовых труб (новых и бывших в эксплуатации) высокого давления ( $Q = 500 - 1000 \text{ м}^3/\text{ч}$ ,  $\rho = 0,73 \text{ кг}/\text{м}^3$ ,  $\nu = 14 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$ )

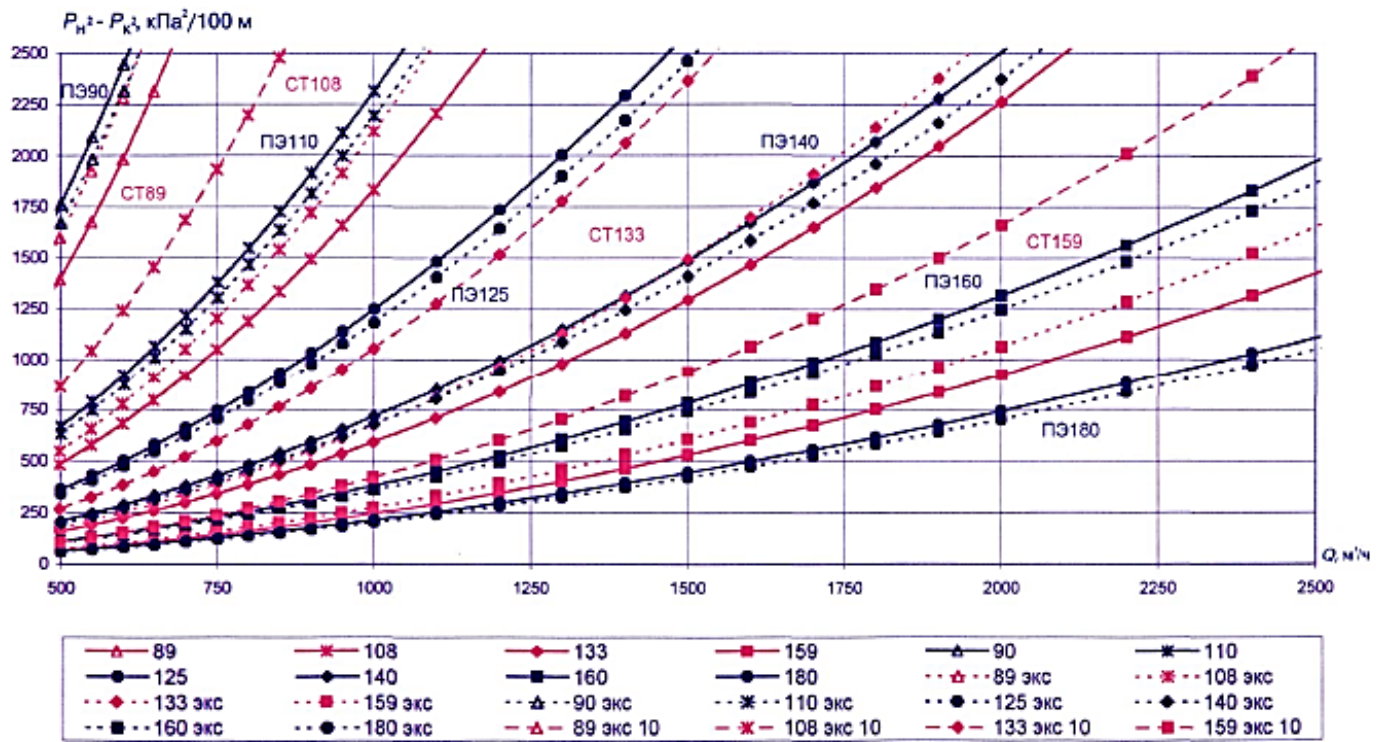


Рис. 8.15. Удельные потери давления для стальных и полиэтиленовых труб (новых и бывших в эксплуатации) высокого давления ( $Q = 500 - 2500 \text{ м}^3/\text{ч}$ ,  $\rho = 0,73 \text{ кг}/\text{м}^3$ ,  $\nu = 14 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$ )

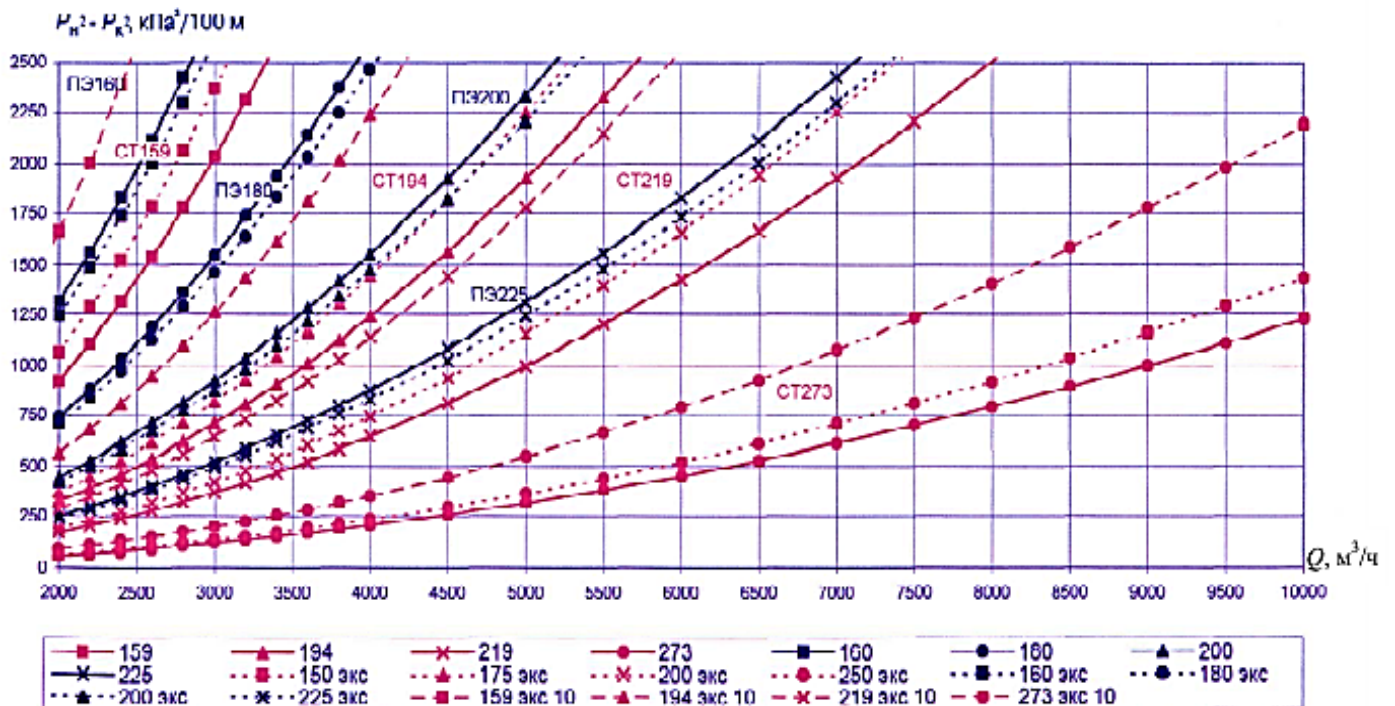


Рис. 8.16. Удельные потери давления для стальных и полиэтиленовых труб (новых и бывших в эксплуатации) высокого давления ( $Q = 2000 - 10\,000 \text{ м}^3/\text{ч}$ ,  $\rho = 0,73 \text{ кг}/\text{м}^3$ ,  $\nu = 14 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$ )



Таблицы для гидравлического расчета стальных газопроводов низкого давления

Таблица А

Таблица для расчета газопроводов низкого давления  
[трубы стальные водогазопроводные (газовые) ГОСТ 3262–75\*]

Удельные потери давления, Па/м	Условный проход, дюймы; наружный и внутренний диаметры, мм							
	1/2; 21,26 и 15,75	3/4; 26,75 и 21,25	1; 33,5 и 27	1 1/4; 42,25 и 35,75	1 1/2; 48 и 41	2; 60 и 53	2 1/2; 75 и 68	3; 88,5 и 80,5
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Природный газ ( $\rho = 0,73 \text{ кг/м}^3$ ; $\nu = 15 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$ )								
0,1	0,049/0,018	0,16/0,059	0,42/0,155	1,23/0,46	2,15/0,76	4,32/1,1	8,50/1,6	13,4/2,0
0,11	0,053/0,020	0,18/0,067	0,47/0,174	1,41/0,52	2,27/0,80	4,55/1,2	9,97/1,6	14,1/2,1
0,12	0,058/0,021	0,19/0,070	0,51/0,189	1,55/0,57	2,39/0,81	4,78/1,2	9,42/1,6	14,8/2,1
0,15	0,073/0,027	0,24/0,089	0,63/0,23	1,85/0,65	2,71/0,84	5,43/1,2	10,7/1,7	16,8/2,1
0,17	0,082/0,030	0,27/0,099	0,71/0,26	2,01/0,70	2,91/0,86	5,83/1,2	11,4/1,7	18,1/2,2
0,20	0,097/0,036	0,32/0,118	0,84/0,31	2,20/0,72	3,19/0,88	6,39/1,3	12,5/1,8	19,9/2,3
0,22	0,11/0,041	0,36/0,133	0,92/0,34	2,31/0,73	3,36/0,89	6,73/1,3	13,3/1,8	20,9/2,3
0,25	0,12/0,044	0,40/0,148	1,05/0,39	2,49/0,75	3,61/0,91	7,25/1,3	14,2/1,8	22,5/2,3
0,27	0,13/0,048	0,43/0,159	1,13/0,42	2,72/0,76	3,78/0,92	7,59/1,3	14,9/1,9	23,5/2,4
0,30	0,14/0,052	0,48/0,178	1,26/0,47	2,76/0,77	4,0/0,93	8,06/1,3	15,9/1,9	25,0/2,4
0,33	0,16/0,059	0,53/0,196	1,34/0,47	2,91/0,78	4,24/0,94	8,50/1,4	16,7/1,9	26,3/2,4
0,35	0,17/0,063	0,56/0,20	1,42/0,50	3,03/0,78	4,38/0,95	8,81/1,4	17,3/1,9	27,4/2,4
0,37	0,18/0,067	0,60/0,22	1,46/0,53	3,13/0,78	4,51/0,95	9,08/1,4	17,9/2,0	28,2/2,5
0,44	0,22/0,081	0,69/0,25	1,61/0,54	3,42/0,81	4,96/0,97	9,98/1,4	19,7/2,0	31,1/2,5
0,50	0,24/0,089	0,86/0,32	1,73/0,55	3,69/0,82	5,36/1,0	10,8/1,4	21,2/2,0	33,5/2,6
0,56	0,27/0,1	0,90/0,33	1,85/0,56	3,96/0,83	5,73/1,0	11,5/1,5	22,7/2,1	35,8/2,6
0,62	0,29/0,107	1,0/0,37	1,97/0,57	4,21/0,84	6,09/1,0	12,2/1,5	24,1/2,1	38,1/2,6
0,69	0,34/0,126	1,07/0,38	2,07/0,58	4,45/0,86	6,45/1,0	12,9/1,5	25,5/2,2	40,3/2,7
0,75	0,36/0,133	1,13/0,41	2,18/0,59	4,67/0,87	6,76/1,0	13,6/1,5	26,8/2,2	42,3/2,7
0,81	0,39/0,144	1,18/0,42	2,28/0,59	4,89/0,89	7,07/1,1	14,2/1,5	28,0/2,2	44,2/2,8
0,87	0,42/0,155	1,23/0,42	2,38/0,60	5,12/0,90	7,39/1,1	14,8/1,6	29,3/2,2	46,2/2,8
0,94	0,45/0,167	1,28/0,43	2,47/0,60	5,32/0,90	7,70/1,1	15,4/1,6	30,4/2,2	48,1/2,8
1,00	0,48/0,178	1,35/0,43	2,58/0,61	5,53/0,91	8,0/1,1	16,1/1,6	31,7/2,2	50,1/2,8
1,25	0,61/0,23	1,53/0,45	2,92/0,62	6,25/0,93	9,05/1,1	18,2/1,6	35,8/2,3	56,6/2,9
1,50	0,72/0,27	1,71/0,46	3,24/0,64	6,97/0,96	10,1/1,2	20,3/1,7	39,9/2,4	63,1/3,0
1,75	0,82/0,29	1,85/0,47	3,54/0,65	7,60/1,0	11,1/1,2	22,2/1,7	43,6/2,4	68,8/3,1
2,0	0,88/0,32	2,0/0,48	3,83/0,67	8,22/1,0	11,9/1,2	23,9/1,7	47,2/2,5	74,5/3,1
2,25	0,94/0,32	2,13/0,48	4,1/0,68	8,79/1,0	12,7/1,2	25,6/1,8	50,5/2,6	79,7/3,2
2,50	1,0/0,32	2,26/0,49	4,35/0,69	9,34/1,0	13,5/1,2	27,2/1,8	53,6/2,6	84,6/3,2
2,75	1,06/0,32	2,40/0,50	4,60/0,70	9,89/1	14,2/1,3	28,8/1,8	56,7/2,6	89,5/3,2
3,0	1,11/0,33	2,51/0,51	4,84/0,71	10,37/1	14,9/1,3	30,2/1,8	59,5/2,6	94,1/3,3
3,25	1,16/0,33	2,64/0,51	5,07/0,72	10,88/1	15,7/1,3	31,7/1,9	62,5/2,7	98,6/3,3
3,50	1,21/0,34	2,75/0,52	5,30/0,72	11,30/1	16,4/1,3	33,1/1,9	65,1/2,7	102/3,4
3,75	1,27/0,34	2,85/0,52	5,54/0,73	11,72/1	17,1/1,3	34,3/1,9	67,6/2,7	107/3,4
4,0	1,31/0,34	2,96/0,53	5,69/0,74	12,24/1	17,7/1,3	35,6/1,9	70,1/2,7	111/3,4
4,25	1,35/0,35	3,07/0,53	5,89/0,74	12,66/1	18,3/1,3	36,8/1,9	72,5/2,8	114/3,5
4,50	1,40/0,35	3,17/0,53	6,09/0,75	13,08/1	18,9/1,4	38,1/2,0	75,0/2,8	118/3,5
4,75	1,44/0,35	3,28/0,54	6,29/0,76	13,51/1	19,6/1,4	39,3/2,0	77,4/2,8	122/3,5
5,0	1,49/0,36	3,43/0,55	6,48/0,77	13,92/1	20,1/1,4	40,5/2,0	79,7/2,8	125/3,6
5,25	1,52/0,36	3,46/0,55	6,67/0,77	14,34/1	20,62/1,4	41,6/2,0	82,0/2,8	129/3,6
5,50	1,57/0,36	3,56/0,55	6,84/0,77	14,65/1	21,2/1,4	42,8/2,0	84,3/2,9	132/3,6
5,75	1,61/0,36	3,65/0,56	7,01/0,78	15,07/1	21,8/1,4	43,8/2,1	86,3/2,9	136/3,6
6,0	1,65/0,36	3,74/0,56	7,18/0,78	15,39/1	22,3/1,4	44,9/2,1	88,4/2,9	139/3,7
6,25	1,69/0,36	3,82/0,56	7,35/0,78	15,77/1,0	22,8/1,4	45,9/2,1	90,5/2,9	142/3,7
7,50	1,87/0,37	4,25/0,57	8,16/0,81	17,48/1,0	25,3/1,5	51,1/2,1	100,5/2,9	158/3,8
8,75	2,05/0,38	4,64/0,59	8,92/0,83	19,25/1,0	27,7/1,5	55,8/2,2	109,9/3,0	173/3,8
10,0	2,2/0,39	5,0/0,60	9,63/0,84	20,6/1,0	29,9/1,5	60,2/2,2	118,3/3,1	186/3,9

Продолжение таблицы А

12,50	2,5/0,40	5,68/0,62	10,93/0,87	23,4/1,0	33,9/1,6	68,3/2,3	133/3,2	208/3,9
15,00	2,78/0,41	6,27/0,63	12,04/0,89	24,7/1,0	37,6/1,6	76,4/2,3	147/3,2	227/3,9
17,50	3,05/0,42	6,82/0,65	13,08/0,91	28,2/1,0	41,1/1,6	82,4/2,3	158/3,2	246/3,9
20,0	3,29/0,43	7,38/0,66	14,13/0,93	30,5/1,0	44,5/1,6	88,3/2,3	169/3,2	262/3,9
25,0	3,77/0,44	8,48/0,68	16,2/0,96	34,9/1,0	49,9/1,6	98,5/2,3	189/3,2	294/3,9
30,0	4,18/0,45	9,37/0,69	18,2/1,0	38,2/1,0	54,7/1,6	107,2/2,3	207/3,2	323/3,9
35,0	4,56/0,46	10,26/0,70	19,7/1,0	41,3/1,0	59,1/1,6	116,0/2,3	224/3,2	349/3,9
40,0	4,92/0,47	11,1/0,70	21,0/1,0	43,9/1,0	63,3/1,6	125/2,3	239/3,2	372/3,9
45,0	5,27/0,49	11,9/0,70	22,3/1,0	46,8/1,0	67,1/1,6	132/2,3	254/3,2	395/3,9
50,0	5,62/0,50	12,4/0,70	23,5/1,0	48,9/1,0	70,7/1,6	139/2,3	267/3,2	416/3,9

В числителе указан расход газа, м<sup>3</sup>/ч, в знаменателе – удельная эквивалентная длина  $l_{уд}^{\circ}$

Таблица Б

Таблица для расчета газопроводов низкого давления (трубы стальные бесшовные ГОСТ 8732–85)

Удельные потери давления, Па/м	Условный проход, дюймы; наружный и внутренний диаметры, мм							
	100; 108×5 и 98	125; 133×5,5 и 122	150; 159×5,5 и 148	200; 219×7 и 205	250; 273×9 и 255	300; 325×10 и 305	350; 377×10 и 357	400; 426×11 и 404
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Природный газ ( $\rho = 0,73 \text{ кг/м}^3$ ; $\nu = 15 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$ )								
0,1	22,9/2,7	41,4/3,7	70,0/4,9	169/8,0	307/10,9	498/14,1	767/17,8	1 071/19,6
0,11	24,2/2,8	43,6/3,8	73,8/5,0	179/8,1	323/11,0	525/14,3	808/18,0	1127/21,3
0,12	25,3/2,8	45,8/3,8	77,4/5,1	187/8,2	340/11,2	555/14,5	849/18,2	1185/21,6
0,15	28,8/2,9	52,0/3,9	88,0/5,2	213/8,5	386/11,5	626/14,9	963/18,8	1345/22,3
0,17	30,9/3,0	55,9/4,0	94,0/5,3	229/8,6	414/11,7	672/15,2	1034/19,1	1444/22,7
0,20	33,9/3,0	61,3/4,1	104/5,5	251/8,8	454/12,0	737/15,6	1136/19,6	1583/23,2
0,22	35,7/3,1	64,5/4,2	109/5,5	265/8,9	498/12,2	776/15,8	1193/19,8	1666/23,6
0,25	38,4/3,1	69,5/4,2	117/5,6	285/9,1	515/12,4	836/16,0	286/20,2	1796/24,0
0,27	40,2/3,2	72,7/4,3	122/5,7	298/9,2	539/12,5	875/16,2	1346/20,4	1879/24,3
0,3	42,7/3,2	77,2/4,3	131/5,8	317/9,3	572/12,7	929/16,4	1430/20,7	1995/24,6
0,33	45,0/3,3	81,5/4,4	138/6,0	334/9,4	604/12,9	980/16,7	1507/21,0	2104/25,0
0,35	46,7/3,3	84,5/4,5	143/6,0	346/9,5	626/13,0	1016/16,8	1564/21,2	2182/25,2
0,37	48,1/3,4	87,0/4,5	146/6,1	358/9,6	646/13,1	1047/17,0	1612/21,3	2250/25,4
0,44	53,0/3,4	95,6/4,6	162/6,2	392/9,8	710/13,4	1150/17,4	1771/21,5	2472/26,0
0,5	57,1/3,5	103/4,7	175/6,3	424/10,0	766/13,7	1243/17,7	1912/22,3	2669/26,5
0,56	61,0/3,5	110/4,8	186/6,4	452/10,2	817/13,9	1327/18,0	2042/22,6	2 851/26,9
0,62	64,9/3,6	118/4,8	199/6,5	481/10,3	870/14,1	1412/18,3	2172/23,1	3 032/27,3
0,69	68,8/3,6	124/4,9	210/6,6	511/10,4	921/14,4	1497/18,5	2302/23,3	3233/27,7
0,75	72,1/3,7	130/5,0	221/6,7	535/10,5	966/14,6	1569/18,7	2413/23,7	3369/28,1

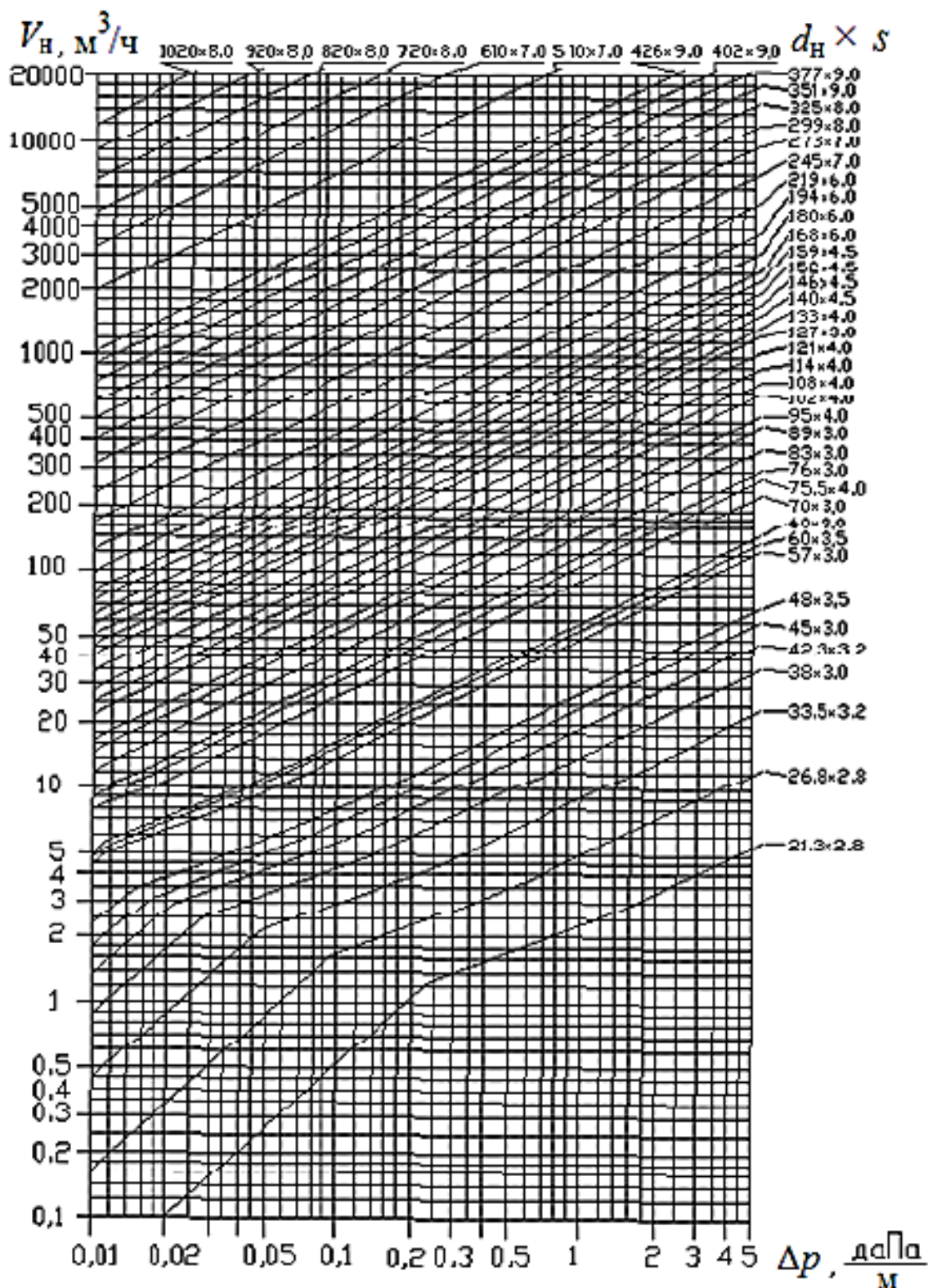
Продолжение таблицы Б

1	2	3	4	5	6	7	8	9
0,81	75,4/3,7	137/5,0	230/6,8	560/10,7	1011/14,7	1641/19,0	2525/24,0	3524/28,4
0,87	78,7/3,7	143/5,2	241/6,9	585/10,8	1056/14,8	1734/19,2	2637/24,1	3680/28,6
0,94	82,0/3,7	148/5,2	251/6,9	609/10,8	1100/14,9	1785/19,3	2748/24,3	3836/28,8
1,0	85,4/3,8	153/5,3	261/7,0	634/11,0	1144/15,2	1858/19,5	2859/24,7	3991/29,2
1,25	96,5/3,9	174/5,4	295/7,2	717/11,3	1293/15,6	2099/20,6	3231/25,4	4509/30,1
1,50	108/4,1	194/5,6	320/7,4	799/11,7	1443/16,1	2340/20,7	3601/26,1	5027/31,6
1,75	117/4,2	212/5,7	359/7,6	874/11,9	1575/16,4	2564/21,0	3883/26,6	5362/31,6
2,0	127/4,2	229/5,8	388/7,7	943/12,1	1701/16,7	2763/21,5	4147/26,8	5660/31,6
2,25	136/4,3	246/5,9	415/7,8	1009/12,4	1821/17,0	2957/21,8	4347/26,8	6004/31,6
2,50	144/4,3	261/6,0	441/7,9	1071/12,5	1932/17,2	3189/22,0	4661/26,8	6331/31,6
2,75	153/4,4	275/6,1	466/8,0	1132/12,7	2043/17,4	3192/22,0	4807/26,8	6618/31,6
3,00	160/4,4	290/6,1	489/8,1	1190/12,8	2104/17,4	3330/22,0	5027/26,8	6940/31,6
3,25	167/4,5	303/6,3	514/8,2	1247/13,0	2179/17,4	3472/22,0	5228/26,8	7221/31,6
3,50	175/4,6	317/6,3	536/8,3	1493/13,0	2258/17,4	3606/22,0	5430/26,8	7492/31,6
3,77	182/4,6	329/6,3	556/8,4	1343/13,0	2337/17,4	3730/22,0	5613/26,8	7752/31,6
4,0	188/4,7	341/6,4	577/8,5	1365/13,0	2414/17,4	3852/22,0	5798/26,8	8012/31,6
4,25	196/4,7	353/6,5	597/8,5	1408/13,0	2488/17,4	3972/22,0	5981/26,8	8251/31,6
4,50	202/4,7	364/6,5	617/8,6	1449/13,0	2560/17,4	4087/22,0	6155/26,8	8501/31,6
4,75	208/4,8	377/6,6	637/8,6	1488/13,0	2677/17,4	4192/22,0	6320/26,8	8725/31,6
5,0	215/4,8	388/6,6	652/8,6	1526/13,0	2698/17,4	4307/22,0	6484/26,8	8 948/31,6
5,25	221/4,8	399/6,7	671/8,7	1564/13,0	2762/17,4	4410/22,0	6640/26,8	9167/31,6
5,50	227/4,9	410/6,7	683/8,7	1602/13,0	2832/17,4	4520/22,0	6806/26,8	9396/31,6
5,75	232/4,9	420/6,7	698/8,7	1637/13,0	2893/17,4	4620/22,0	6952/26,8	9593/31,6
6,0	237/4,9	430/6,7	714/8,7	1674/13,0	2957/17,4	4721/22,0	7110/26,8	9832/31,6
6,25	243/4,9	440/6,7	728/8,7	1706/13,0	3018/17,4	4819/22,0	7255/26,8	10 004/31,6
7,50	270/5,0	481/6,7	797/8,7	1871/13,0	3305/17,4	5275/22,0	7944/26,8	10 967/31,6
8,75	291/5,0	519/6,7	862/5,7	2020/13,0	3569/17,4	5675/22,0	8574/26,8	11 830/31,6
10,0	312/5,0	556/6,7	921/8,7	2160/13,0	3817/17,4	6092/22,0	9177/26,8	12 663/31,6
12,5	348/5,0	621/6,7	1029/8,7	2414/13,0	4257/17,4	6810/22,0	10 255/26,8	14 151/31,6
15,0	382/5,0	680/6,7	1128/8,7	2646/13,0	4675/17,4	7462/22,0	11 237/26,8	15 503/31,6

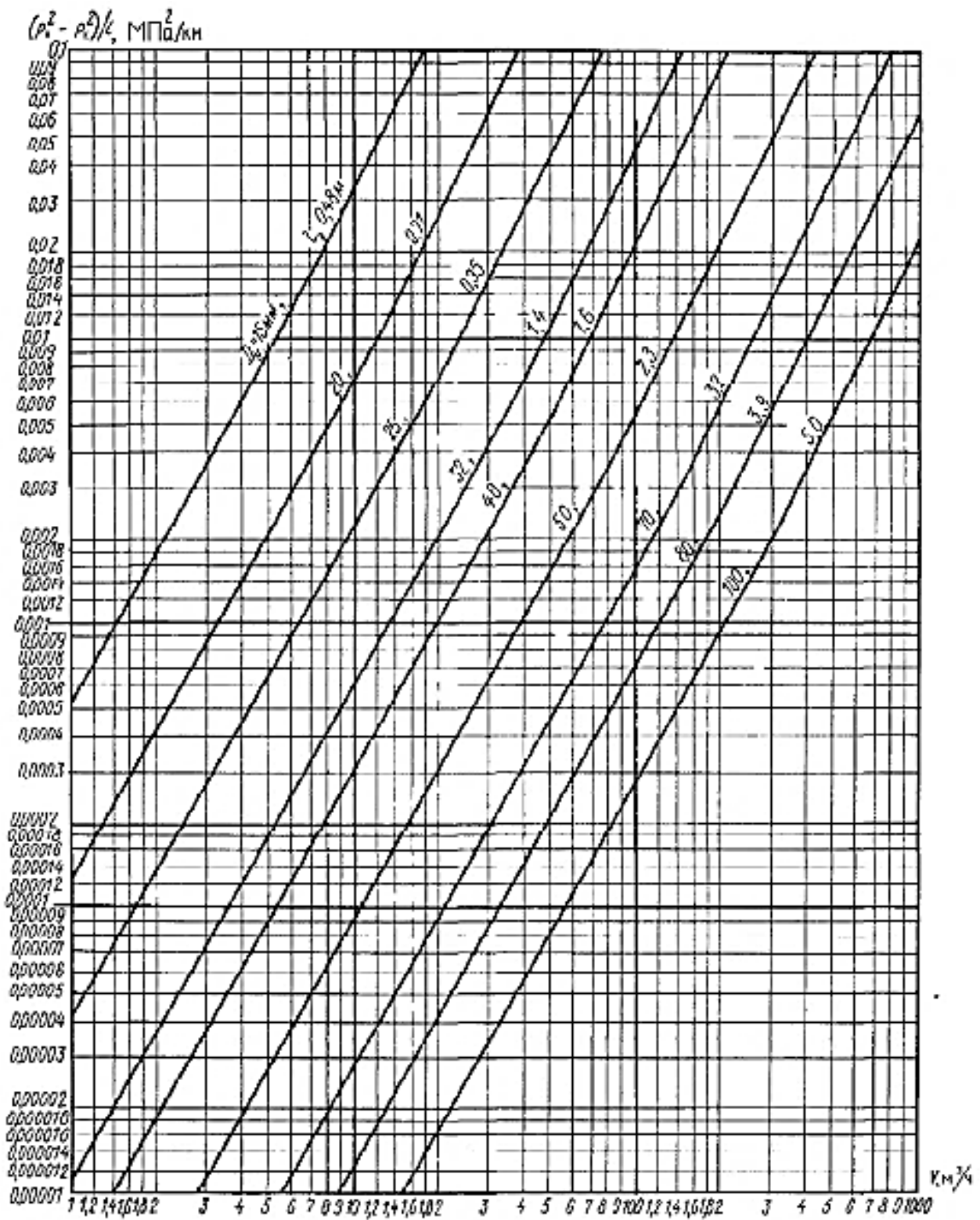
1	2	3	4	5	6	7	8	9
17,0	413/5,0	735/6,7	1218/8,7	2857/13,0	5049/17,4	8060/22,0	12 132/26,8	16 752/31,6
20,0	440/5,0	783/6,7	1298/8,7	3046/13,0	5396/17,4	8613/22,0	12 965/26,8	17 897/31,6
25,0	490/5,0	878/6,7	1456/8,7	3414/13,0	6034/17,4	9631/22,0	14 505/26,8	20 019/31,6
30,0	540/5,0	962/6,7	1594/8,7	3741/13,0	6609/17,4	10 551/22,0	15 888/26,8	21 923/31,6
35,0	584/5,0	1039/6,7	1722/8,7	4052/13,0	7140/17,4	11 393/22,0	17 168/26,8	23 692/31,6
40,0	624/5,0	1111/6,7	1842/8,7	4320/13,0	7633/17,4	12 184/22,0	18 344/26,8	25 326/31,6
45,0	662/5,0	1179/6,7	1953/8,7	4581/13,0	8095/17,4	12 923/22,0	19 457/26,8	26 855/31,6
50,0	698/5,0	1242/6,7	2059/8,7	4830/13,0	8534/17,4	13 620/22,0	20 508/26,8	28 312/31,6

Номограммы для гидравлического расчета стальных и полиэтиленовых газопроводов.

Природный газ  $\rho = 0,73 \text{ кг/м}^3$ ,  $\nu = 14 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$



Номограмма для расчета стальных газопроводов **низкого** давления

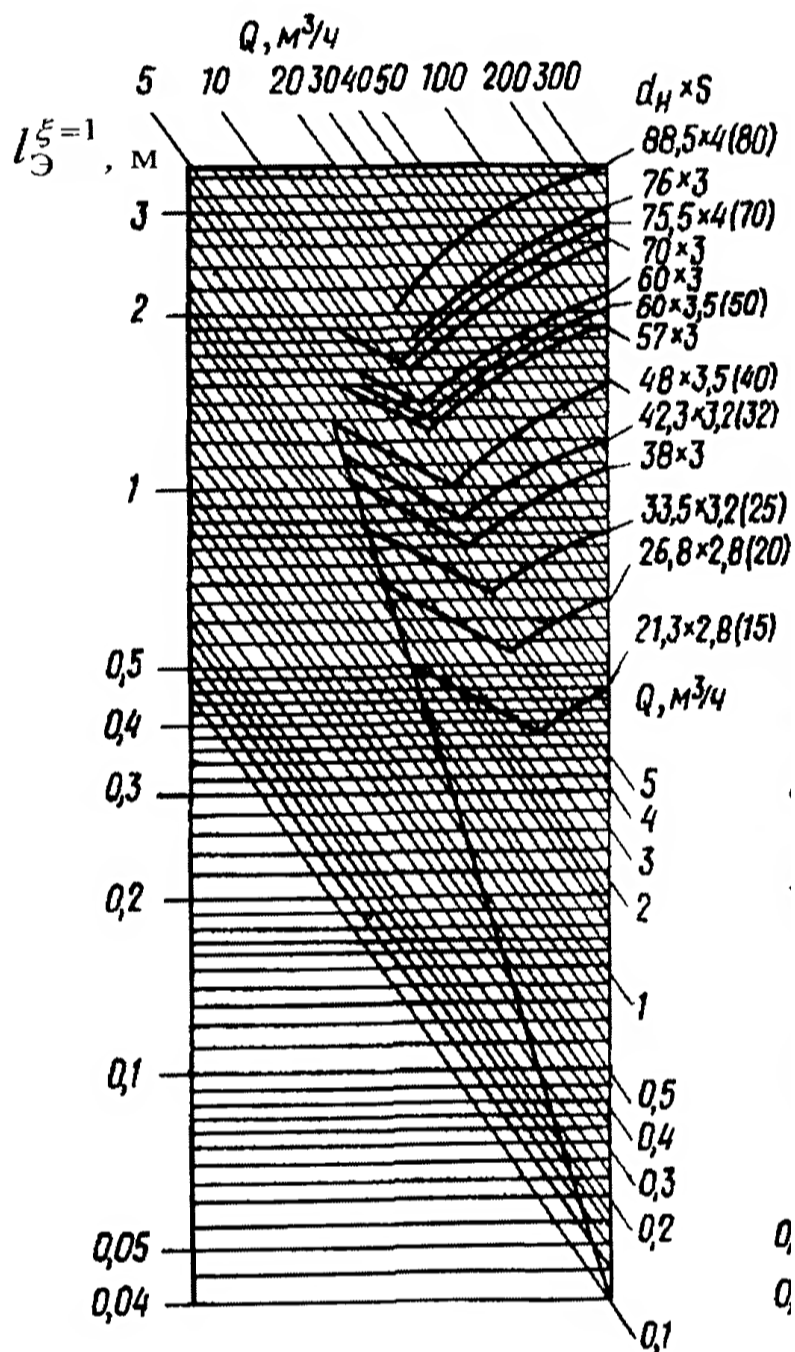


Номограмма для расчета стальных газопроводов **среднего и высокого** давления  
 диаметром 15 – 100 мм



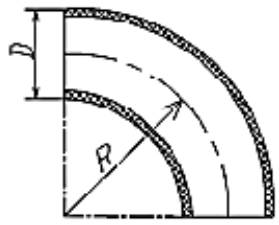
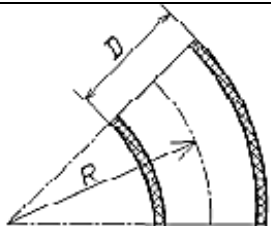
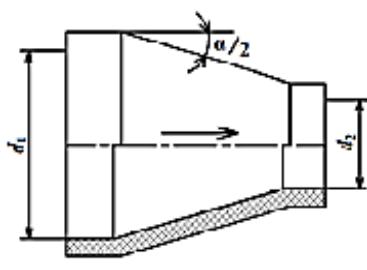
Номограмма для определения эквивалентных длин.

Природный газ  $\rho = 0,73 \text{ кг/м}^3$ ,  $\nu = 14 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$



**Значение коэффициентов местных сопротивлений**

**Значение КМС полиэтиленовых фитингов**

Вид сопротивления	Значение			Схема	
Отвод 90° $R=1,0D$ $R=1,5D$ $R=2,0D$ $R=4,0D$	0,51				
	0,41				
	0,34				
	0,23				
Отвод 45° $R=1,0D$ $R=1,5D$ $R=2,0D$ $R=4,0D$	0,34				
	0,27				
	0,20				
	0,15				
Переход	При				
	$\alpha=4^\circ$	$\alpha=8^\circ$	$\alpha=20^\circ$		
	$d_2/d_1=1,2$	0,046	0,023		0,010
	$d_2/d_1=1,4$	0,067	0,033		0,013
	$d_2/d_1=1,6$	0,076	0,038		0,015
	$d_2/d_1=1,8$	0,031	0,041		0,016
$d_2/d_1=2,0$	0,034	0,042	0,017		

**Значение КМС стальных фитингов**

Вид местного сопротивления	Значение $\zeta$	Вид местного сопротивления	Значение $\zeta$ для условных диаметров, мм					
			15	20	25	32	40	$\geq 50$
Внезапное сужение	0,35*	Угольник 90°	2,2	2,1	2,0	1,8	1,6	1,1
Тройник проходной	1**	Шаровой кран	4	2	2	2	2	2
Тройник поворотный (ответвление)	1,5**	Вентиль прямой	11	7	6	6	6	5
Крестовина проходная	2**							
Крестовина поворотная	3**	—	Значение $\zeta$ для условных диаметров задвижек. мм					
			50 - 100		175 - 200		300 и более	
Отвод гнутый 90°	0,3	Задвижка	0,5		0,25		0,15	



- Примечания: 1.  $\ast\zeta$  – отнесен к участку с меньшим диаметром;  
2.  $\ast\ast\zeta$  – отнесен к участку с меньшим расходом газа

### III РАЗДЕЛ КОНТРОЛЯ ЗНАНИЙ

#### ВОПРОСЫ К ЭКЗАМЕНУ

1. Общая характеристика топлива. Требования, предъявляемые к топливу. Классификация топлива. Теплота сгорания топлива. Условное топливо. Состав топлива: горючая и негорючая часть.
2. Природные газы, классификация, состав природных газов.
3. Искусственные газы, виды, основные характеристики искусственных газов.
4. Сжиженные газы, определение, способы получения.
5. Основные физико-химические свойства природного газа (метана).
6. Основные физико-химические свойства сжиженных газов (пропана и бутана).
7. Одоризация газов, нормы одоризации. Пределы взрываемости газов.
8. Схема магистрального газопровода. Объекты магистрального газопровода.  
Головные сооружения магистрального газопровода
9. Классификация магистральных газопроводов по характеру линейной части.
10. Компрессорные станции, назначение, основные элементы компрессорных станций.
11. Технологическая схема компрессорных станций. Типы компрессорных станций (головные, линейные, дожимающие)
12. Подземные хранилища газа. Назначение и функции ПХГ.
13. Создание ПХГ. Схема подземного хранилища газа в водоносном пласте.
14. Классификация ПХГ по режиму работы. Классификация ПХГ по назначению.
15. Газораспределительные станции (ГРС). Назначение, функции, классификация. Комплекс оборудования ГРС. Классификация ГРС по форме обслуживания, по производительности.
16. Схема газоснабжения населенного пункта.
17. Классификация газопроводов (по виду транспортируемого газа, по давлению, по местоположению относительно отметки земли, по материалу труб, по назначению, по принципу построения, по расположению в системе планировки, по числу ступеней давления в газовых сетях системы).
18. Одноступенчатая схема системы газоснабжения. Двухступенчатая схема системы газоснабжения. Трехступенчатая схема системы газоснабжения.
19. Условия прокладки подземных газопроводов. Условия прокладки надземных и наземных газопроводов. Трассировка газопроводов.
20. Стальные трубы и их соединения для систем газоснабжения.
21. Полиэтиленовые газопроводы, характеристика, способы соединения.
22. Условия прокладки полиэтиленовых газопроводов.
23. Технология сварки полиэтиленовых труб. Разъемные и неразъемные соединения.
24. Газовая арматура, классификация. Испытание газовой арматуры на герметичность. Назначение, места установки.
25. Режим потребления газа. Основные потребители газа.
26. Годовая неравномерность потребления газа. Суточная неравномерность потребления газа. Часовая неравномерность потребления газа.
27. Расчетные часовые расходы газа. Неравномерность газопотребления и методы ее выравнивания. Регулирование неравномерности потребления газа.

28. Проектирование наружных сетей населенного пункта. Исходные данные для разработки проекта газоснабжения населенного пункта.
29. Расчетные схемы подачи газа из сети (тупиковая, кольцевая).
30. Газорегуляторные пункты и установки – ГРП (ГРУ, ШРП); назначение, размещение, основное оборудование, принципиальные технологические схемы.
31. Требования к помещениям ГРП.
32. Расчет оптимального числа сетевых газорегуляторных пунктов и выбор мест их расположения.
33. Регулирование давления газа. Регуляторы давления. Классификация регуляторов давления. Конструктивные особенности, область применения.
34. Регуляторы давления прямого действия. Регуляторы давления непрямого действия. Принцип работы.
35. Дроссельные органы регуляторов. Мембранные приводы.
36. Предохранительные запорные клапаны (ПЗК). Назначение, принцип действия, пределы срабатывания.
37. Предохранительные сбросные клапаны (ПСК). Назначение, принцип действия, пределы срабатывания.
38. Фильтры газовые. Классификация, назначение, конструктивные особенности.
39. Контрольно-измерительные приборы, используемые для установки в ГРП (ГРУ, ШРП).
40. Учет расхода газа. Газовые счетчики, их установка.
41. Продувка газопроводов. Места размещения продувочных трубопроводов.
42. Классификация сжиженных углеводородных газов (СУГ).
43. Газонаполнительные станции СУГ (назначение, размещение).
44. Транспорт СУГ (железнодорожный, автомобильный, трубопроводный).
45. Установка СУГ у потребителя (баллонные установки СУГ; групповые резервуарные установки: подземные, наземные).
46. Хранение СУГ. Хранилища сжиженного газа. Емкости, их оборудование и обвязка трубопроводами. Наземная и подземная установки емкостей.
47. Горение. Реакция горения газов. Методы сжигания горючих газов. Коэффициент избытка воздуха.
48. Скорость протекания реакции горения. Явление проскока и отрыва пламени при сжигании пламени в горелочных устройствах.
49. Газовые горелки. Классификация газовых горелок. Достоинства и недостатки разных типов горелок.
50. Диффузионные (атмосферные) горелки. Конструкция, атмосферных горелок, производительность, область применения.
51. Горелки с незавершенным предварительным смешением газа с воздухом (инжекционные). Конструкция и основные характеристики горелок, производительность, область применения.
52. Горелки полного предварительного смешения газа с воздухом (кинетические, смесительные).
53. Горелки инфракрасного излучения. Конструкция и основные характеристики горелок, производительность, область применения.
54. Комбинированные горелки. Конструкция, область применения.

55. Автоматизированные газовые горелки. Блочные горелки, конструкция, производительность, область применения.
56. Газооборудование коммунально-бытовых и общественных предприятий.
57. Газооборудование отопительных котлов. Схемы обвязочных газопроводов котлов, печей и агрегатов. Отключающие устройства, их расположение. Линии безопасности и продувочные линии.
58. Основные задачи автоматизации газоиспользующих установок. Автоматика безопасности. Контролируемые параметры. Автоматика регулирования.
59. Устройство квартальных (дворовых) газопроводов. Места установки запорной арматуры.
60. Газоснабжение зданий. Ввод газопровода в здание. Основные элементы устройства газопроводов.
61. Условия прокладки внутридомовых газопроводов. Места установки запорной арматуры.
62. Бытовые газовые приборы и отопительные аппараты.
63. Газовые плиты. Газовые панели. Газовые духовые шкафы. Конструкции и основные характеристики. Автоматические устройства и газопроводы приборов. Схема устройства электророзжига.
64. Газовые водонагреватели: проточные, емкостные.
65. Аппараты отопительные газовые бытовые.
66. Арматура, контрольно-измерительные приборы, газовые приборы, их размещение в жилых и общественных зданиях. Счетчики расхода газа, их устройство, установка и эксплуатация.
67. Отвод продуктов сгорания. Назначение дымовых и вентиляционных каналов. Устройство и требования к дымоходам.

## **ЗАДАЧИ К ЭКЗАМЕНУ**

### **Задача 1**

На плане квартала разработать тупиковую систему распределения и снабжение газом бытовых и коммунальных потребителей. На сетях установить необходимую запорно-регулирующую арматуру. На расчетной схеме нанести номера расчетных участков, определить главное расчетное направление.

### **Задача 2**

На плане этажа здания запроектировать схему газоснабжения жилого дома: газопровод - ввод, распределительный газопровод, стояки, поэтажные подводки, запорная арматура, газовые приборы.

## IV ВСПОМАГАТЕЛЬНЫЙ РАЗДЕЛ

Учебная программа дисциплины «Вентиляция» для студентов специальности 1-70 04 02 – «Теплогазоснабжение, вентиляция и охрана воздушного бассейна»

Учреждение образования  
«Брестский государственный технический университет»

**УТВЕРЖДАЮ**

Ректор БрГТУ

\_\_\_\_\_ В.И. Драган  
«    » \_\_\_\_\_ 2019 г.

Регистрационный № УД- \_\_\_\_\_ /уч.

### УЧЕБНАЯ ПРОГРАММА ПО ДИСЦИПЛИНЕ

#### ГАЗОСНАБЖЕНИЕ

для специальности:

**1-70 04 02 Теплогазоснабжение, вентиляция и охрана воздушного бассейна**

2019 г.

Учебная программа составлена на основе

Типовой учебной программы для

(название образовательного стандарта)

учреждений высшего образования рег.№ТД-Ј.130/тип утвержденной 07.07.2014

**СОСТАВИТЕЛЬ:**

старший преподаватель кафедры теплогазоснабжения и вентиляции Сальникова Светлана Рудольфовна

(И.О.Фамилия, должность, степень, звание)

**РЕКОМЕНДОВАНА К УТВЕРЖДЕНИЮ:**

Кафедрой

ТГВ

(название кафедры-разработчика программы)

(протокол

№ \_\_\_ от \_\_\_\_\_);

Методической комиссией

факультета инженерных систем и экологии

(название факультета)

(протокол

№ \_\_\_ от \_\_\_\_\_);

Председатель Н.Н.Водчиц

(ФИО,подпись)

Советом Брестского государственного технического университета

(протокол № 4 от 27.11.2019 )

## I. ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

Дисциплина «Газоснабжение» является основой профессиональной подготовки специалистов по специальности 1-70 04 02 «Теплогазоснабжение, вентиляция и охрана воздушного бассейна». Основной задачей изучения дисциплины является обучение будущих инженеров-строителей самостоятельно производить расчет и проектирование систем газоснабжения и подготовить к инженерной деятельности по проектированию, конструированию, исследованию, реконструкции, монтажу, наладке и эксплуатации различных видов систем газоснабжения.

В результате изучения дисциплины студент должен:  
знать:

- основы газоснабжения;
- системы газоснабжения городов, населенных пунктов, промышленных предприятий, жилых и коммунальных зданий;
- мероприятия и средства защиты от воздействия газоопасных производственных факторов.

Перечень дисциплин, необходимых для изучения курса «Газоснабжение»: высшая математика, начертательная геометрия, физика, механика жидкости и газа, теплотехника, теплогенерирующие установки.

Для закрепления теоретического материала, овладения методикой проектирования и расчета предусмотрено проведение практических занятий по всем ключевым темам и выполнение курсового проекта.

В соответствии с учебными планами на изучение учебной дисциплины «Газоснабжение» отводится:

Курс	Семестр	Общее количество часов по плану (з.е.)	Аудиторных часов			Самостоятельная работа	Форма текущей аттестации
			Лекции	Практические занятия	Лабораторные занятия		
<i>Дневная форма получения образования</i>							
4	7	166 (4 з.е.)	48	32		86	экзамен
	8	166 (4 з.е.)	32	32	16	86	экзамен
4	8	60 (1,5 з.е.)				60	Курсовой проект
<i>Заочная форма получения образования</i>							
4	8	166 (4 з.е.)	8	6	4	148	экзамен
5	9	166 (4 з.е.)	8	6	4	148	экзамен
5	9	60 (1,5 з.е.)				60	Курсовой проект
<i>Заочная форма получения образования на основе среднего специального образования</i>							
3	5	200 (4 з.е.)	4	8	4	184	экзамен

Курс	Семестр	Общее количество часов по плану (з.е.)	Аудиторных часов			Самостоятельная работа	Форма текущей аттестации
			Лекции	Практические занятия	Лабораторные занятия		
3	6	132 (4 з.е.)	6	10	2	114	экзамен
3	6	60 (1,5 з.е.)				60	Курсовой проект

## 2. СОДЕРЖАНИЕ УЧЕБНОГО МАТЕРИАЛА

### 2.1. ЛЕКЦИОННЫЕ ЗАНЯТИЯ, ИХ СОДЕРЖАНИЕ

**Введение. Газоснабжение как одна из отраслей техники. Развитие газовой промышленности и газоснабжения.**

Использование газа в промышленности, сельском хозяйстве, для теплоснабжения и в коммунально-бытовом секторе. Мировые запасы газа. Основные направления использования газа. Техничко-экономические преимущества газообразного топлива и его значение в решении вопроса защиты окружающей среды от загрязнения. Социальное значение использования газа в быту. Структура потребления газа в Беларуси.

**Горючие газы. Состав газообразного топлива. Требования, предъявляемые к горючим газам.**

Состав газообразного топлива. Горючие и негорючие компоненты, примеси. Основные физико-химические свойства.

Классификация горючих газов. Природный газ. Газы чисто газовых, нефтяных и конденсатных месторождений. Сжиженные углеводородные газы. Искусственные газы.

Основные характеристики горючих газов. Горючие газы, используемые для газоснабжения городов, населенных пунктов и промышленных предприятий; предъявляемые к ним требования.

**Добыча, обработка и транспорт газа.**

Газовые залежи и месторождения. Происхождение природных газов. Газовые скважины и их обвязка. Обработка природного газа (осушка, очистка и одоризация).

Схема магистрального газопровода. Компрессорные станции. Подземные газовые хранилища. Газораспределительные станции.

**Городские системы газоснабжения.**

Классификация газопроводов. Структура систем газоснабжения (одно-, двух-, трех- и многоступенчатые, кольцевые, тупиковые). Подземные и надземные газопроводы, правила их прокладки.

Трубы, арматура и оборудование газопроводов. Расположение на газовых сетях отключающих устройств и другого оборудования.

Защита газопроводов от коррозии. Природа электрохимической и электрической коррозии. Коррозионные свойства грунта и их определение. Изоляция газопроводов. Активные методы защиты газопроводов от коррозии. Катодная и протекторная защита. Электрический дренаж.

**Потребление газа. Нормы и режим потребления газа.**

Основные категории потребителей газа. Нормы потребления. Расчет годового



потребления газа поселками и городами. Режим потребления газа.

Годовая и суточная неравномерности. Регулирование неравномерности потребления газа. Определение расчетных расходов газа (по годовым нормам, по числу и типу установленных газовых приборов).

### **Надежность распределительных систем газоснабжения.**

Основные понятия и критерии надежности. Показатели надежности распределительных систем.

### **Технико-экономический расчет газовых сетей.**

Разработка оптимальных схем газовых сетей высокого, среднего и низкого давления.

Расчет оптимального числа сетевых газорегуляторных пунктов и выбор мест их расположения.

Технико-экономический расчет тупиковых и кольцевых газовых сетей.

### **Гидравлический расчет газовых сетей.**

Определение потерь давления в газопроводах с учетом изменения плотности газа.

Расчетные схемы отдачи газа из сети. Определение расчетных расходов газа для участков, несущих путевую и транзитную нагрузку.

Расчет тупиковых разветвленных сетей низкого, среднего (высокого) давлений. Особенности расчета кольцевых сетей высокого (среднего) давления с учетом обеспеченности потребителей при аварийных ситуациях на сетях. Расчет кольцевых сетей низкого давления. Расчетные перепады давления в сетях низкого, высокого и среднего давления.

### **Промышленные системы газоснабжения.**

Принципиальные схемы промышленных систем и их классификация. Межцеховые и внутрицеховые газопроводы. Условия прокладки промышленных систем газоснабжения.

### **Газооборудование отопительных котлов.**

Схемы обвязочных газопроводов котлов, печей и агрегатов. Отключающие устройства, их расположение. Линии безопасности и продувочные линии.

Основные задачи автоматизации газоиспользующих установок. Автоматика безопасности. Контролируемые параметры. Автоматика регулирования. Комплексная автоматизация газоиспользующих агрегатов.

**Газорегуляторные пункты и установки.** Технологические схемы. Оборудование. Фильтры, предохранительные клапаны и арматура. Контрольно-измерительные приборы. Учет расхода газа. Газовые счетчики, их установка.

### **Регуляторы давления и регуляторные станции.**

Регуляторы давления. Принцип работы. Классификация регуляторов давления. Дроссельные органы регуляторов. Мембранные приводы. Конструкции и характеристики основных типов регуляторов давления прямого и непрямого действия. Расчет пропускной способности регуляторов давления.

Выбор регуляторов давления и другого оборудования.

**Газоснабжение сельских населенных пунктов и объектов сельского хозяйства.**

Схема газоснабжения сельских населенных пунктов. Особенности газооборудо-

вания жилых домов в сельской местности. Сельскохозяйственные потребители газа.

### **Эксплуатация систем газоснабжения. Техника безопасности.**

Организация эксплуатации системы газоснабжения. Службы эксплуатации.

Испытание газопроводов и приемка их в эксплуатацию. Присоединение газопроводов к действующим газовым сетям. Продувка газопроводов.

Контроль состояния газопроводов. Выявление и ликвидация утечек. Профилактическое обслуживание, текущий и капитальный ремонты. Испытание и приемка в эксплуатацию газорегуляторных пунктов.

Пуск и наладка оборудования. Контроль работы газорегуляторных пунктов, профилактическое обслуживание и ремонт.

Охрана труда при эксплуатации систем газоснабжения. Техника безопасности при проведении газоопасных работ.

### **Использование сжиженных углеводородных газов.**

Классификация сжиженных углеводородных газов. Основные физико-химические свойства сжиженных газов.

Газонаполнительные станции. Назначение и размещение газонаполнительных станций (ГНС). Технологическая схема станции. Хранилища, насосно-компрессорное отделение, установки для заполнения баллонов и автоцистерн.

Хранилища сжиженного газа. Емкости, их оборудование и обвязка трубопроводами. Наземная и подземная установки емкостей. Устройства для наполнения и опорожнения.

Установки сжиженных углеводородных газов у потребителей. Газобаллонные установки, их оборудование и расчет. Газобаллонные установки, располагаемые внутри и вне здания. Требования к размещению установок.

### **Теоретические основы сжигания газа.**

Горение. Реакция горения газов. Материальные балансы процессов горения. Температура горения. Скорость химических реакций. Зависимость скорости от температуры. Температура воспламенения. Концентрационные границы воспламенения.

Режимы распространения пламени. Нормальное распространение и его скорость. Теория нормального распространения пламени. Распространение пламени в трубах. Скорость распространения.

Горение в ламинарном потоке. Стабилизация ламинарного пламени на горелке. Явление отрыва и проскока пламени. Горение в турбулентном потоке. Скорость распространения пламени. Развитие турбулентного факела. Стабилизация турбулентного факела. Стабилизаторы горения.

Методы сжигания газа (диффузионный, кинетический, смешанный).

### **Газовые горелки.**

Основные элементы горелки. Классификация газовых горелок.

Диффузионные (атмосферные) горелки. Конструкция, атмосферных горелок, производительность, область применения. Подовые и щелевые горелки.

Горелки с незавершенным предварительным смешением газа с воздухом (инжекционные). Конструкция и основные характеристики горелок, производительность, область применения.

Горелки полного предварительного смешения газа с воздухом. Многоструйные вихревые горелки. Горелки инфракрасного излучения. Конструкция и основные ха-

рактические характеристики горелок, производительность, область применения.

Комбинированные горелки: газомазутные, пылегазовые. Конструкция, область применения. Блочные автоматизированные горелки, конструкция, производительность, область применения. Горелки специального назначения: паяльные, запальные, резаки и др. Горелки инфракрасного излучения.

Расчет газовых горелок. Расчет необходимого давления газа и воздуха. Расчет необходимой величины тяги.

### **Газоснабжение зданий.**

Ввод газопровода в здание. Основные элементы устройства газопроводов. Арматура, контрольно-измерительные приборы, газовые приборы, их размещение в здании. Счетчики расхода газа, их устройство, установка и эксплуатация.

Дымоходы и их расчет. Гидравлический расчет внутридомовых газопроводов.

### **Бытовые газовые приборы и отопительные аппараты.**

Газовые плиты. Газовые панели. Газовые духовые шкафы. Конструкции и основные характеристики. Автоматические устройства и газопроводы приборов. Схема устройства электророзжига.

Газовые водонагреватели: проточные, емкостные. Аппараты отопительные газовые бытовые.

Отвод продуктов сгорания. Назначение дымовых и вентиляционных каналов. Устройство и требования к дымоходам.

### **Эксплуатация газоиспользующих агрегатов.**

Приемка газоиспользующих установок в эксплуатацию. Пуск газовых агрегатов. Основные требования техники безопасности при пуске. Эксплуатационные испытания газоиспользующих установок. Профилактический и капитальный ремонт газового оборудования.

Основные правила по технике безопасности при эксплуатации газоиспользующих установок коммунальных и промышленных предприятий.

## **2.2. ПРАКТИЧЕСКИЕ ЗАНЯТИЯ, ИХ СОДЕРЖАНИЕ**

- Определение физико-химических свойств газообразного топлива. Изучение контрольно-измерительных приборов, используемых в газоснабжении. Изучение конструкций сетевых устройств городских систем газоснабжения.
- Определение расходов газа приборами и агрегатами. Расчет потребления газа городом (в т.ч. коммунальными и промышленными потребителями).
- Расчет оптимального числа сетевых газорегуляторных пунктов. Изучение конструкций оборудования газорегуляторного пункта и установки шкафного типа.
- Гидравлический расчет кольцевой сети газопроводов высокого и среднего давления. Гидравлический расчет тупиковой сети газопроводов

высокого и среднего давления. Гидравлический расчет тупиковой сети газопроводов низкого давления.

- Гидравлический расчет внутридомовых газопроводов.
- Расчеты горения углеводородных газов. Определение температуры горения газообразного топлива. Концентрационные пределы взрываемости газоздушных смесей. Расчет газовых горелок.
- Устройство бытовых газовых приборов: плит, газовых котлов.

### **2.3. ЛАБОРАТОРНЫЕ ЗАНЯТИЯ, ИХ СОДЕРЖАНИЕ**

- Контрольно-измерительные приборы для контроля и измерения параметров газа в системах газоснабжения.
- Устройство и принцип действия основного оборудования газорегуляторной установки (ГРУ).
- Определение сопротивления газового фильтра методом замера перепада давлений на диффманометре.
- Устройство и принцип действия регуляторов давления газа.
- Настройка и испытание регулятора давления газа комбинированного РГК-50.
- Настройка и испытание регулятора давления газа прямого действия с предохранительным клапаном РДГПК-50.
- Измерение расхода газа газовым счетчиком типа Г-6.
- Изучение конструкции газовых плит. Определение коэффициента полезного действия бытовой газовой плиты 3200-К2 под нагрузкой.

### **2.4. КУРСОВОЙ ПРОЕКТ**

В рамках изучения дисциплины программой предусмотрено выполнение курсового проекта на тему «Газоснабжение района города». Количество часов по учебному плану – 60 (1,5 з.е.)

Курсовой проект состоит из пояснительной записки (40 – 50 стр.) и графического материала (2 листа формата А1). В состав пояснительной записки входят следующие разделы: определение характеристик газообразного топлива; определение расчетных расходов газа районом города; определение расчетных расходов газа потребителями; расчет количества сетевых ГРП; выбор схемы газоснабжения района города; гидрав-

личный расчет газовой сети высокого или среднего давления; гидравлический расчет распределительной сети низкого давления; разработка внутридомовой системы газоснабжения секции жилого дома и ее расчет.

Графический материал включает: генплан района города с газовыми сетями среднего (высокого) давления с нанесением ГРП и всех сосредоточенных потребителей; генплан микрорайона района города с газовыми сетями низкого давления; расчетная схема сети низкого давления; план квартала с тупиковой сетью низкого давления; план первого или типового этажа жилого здания с внутридомовым газопроводом; аксонометрическая схема внутридомового газопровода.

## 2.4. УЧЕБНО-МЕТОДИЧЕСКАЯ КАРТА УЧЕБНОЙ ДИСЦИПЛИНЫ

### *Дневная форма получения образования*

Номер раздела	Название раздела, темы	Количество аудиторных часов					Количество часов УСР	Форма контроля знаний
		Лекции	Практические занятия	Семинарские занятия	Лабораторные занятия	Иное		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Газоснабжение как одна из отраслей техники. Развитие газовой промышленности и газоснабжения.	2					2	Экзамен
2	Горючие газы. Состав газообразного топлива. Требования, предъявляемые к горючим газам.	4	6				8	Экзамен Курсовой проект
3	Добыча, обработка и транспорт газа.	8	2				8	Экзамен
4	Городские системы газоснабжения.	8	10				12	Экзамен Курсовой проект
5	Потребление газа. Нормы и режим потребления газа.	2	10				12	Экзамен Курсовой проект
6	Надежность распределительных систем газоснабжения.	2					2	Экзамен
7	Технико-экономический расчет газовых сетей.	2					2	Экзамен
8	Гидравлический расчет газовых сетей.	6	10				16	Экзамен Курсовой проект

								проект
9	Промышленные системы газоснабжения.	4					6	Экзамен
10	Газооборудование отопительных котлов.	4	2		2		4	Экзамен
11	Газорегуляторные пункты и установки.	6	6		6		8	Экзамен
12	Регуляторы давления и регуляторные станции.	4	2		4		10	Экзамен
13	Газоснабжение сельских населенных пунктов и объектов сельского хозяйства.	2					5	Экзамен
14	Эксплуатация систем газоснабжения. Техника безопасности.	2	2				7	Экзамен
15	Использование сжиженных углеводородных газов.	4					12	Экзамен
16	Теоретические основы сжигания газа.	4	2				10	Экзамен
17	Газовые горелки.	6	4				14	Экзамен
18	Газоснабжение зданий.	4	4				18	Экзамен Курсовой проект
19	Бытовые газовые приборы и отопительные аппараты.	2	4		4		10	Экзамен Курсовой проект
20	Эксплуатация газоиспользующих агрегатов.	4					6	Экзамен
	<b>Итого</b>	<b>80</b>	<b>64</b>		<b>16</b>		<b>172</b>	

*Заочная форма получения образования*

Но-	Количество аудиторных часов	че- ство ча-	Фор ма кон- трол я
-----	-----------------------------	--------------------	--------------------------------

	Название раздела, темы	Лекции	Практические занятия	Семинарские занятия	Лабораторные занятия	Иное		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Горючие газы. Состав газообразного топлива. Добыча, обработка и транспорт газа.	2	2				30	Экзамен Курсовой проект
2	Городские системы газоснабжения.	2	2				40	Экзамен Курсовой проект
3	Промышленные системы газоснабжения. Газооборудование отопительных котлов.	2					30	Экзамен
4	Потребление газа. Нормы и режим потребления газа. Гидравлический расчет газовых сетей.	2	2				48	Экзамен Курсовой проект
5	Газорегуляторные пункты и установки. Регуляторы давления и регуляторные станции.	2	2		4		40	Экзамен Курсовой проект
6	Использование сжиженных углеводородных газов.	1					28	Экзамен
7	Теоретические основы сжигания газа. Газовые горелки.	2	2				30	Экзамен
8	Газоснабжение зданий. Бытовые газовые приборы и отопительные аппараты.	2	2		4		30	Экзамен Курсовой проект
9	Эксплуатация газоиспользующих агрегатов.	1					20	Экзамен
	<b>Всего</b>	<b>16</b>	<b>12</b>		<b>8</b>		<b>296</b>	

*Заочная форма получения образования  
на основе среднего специального образования*

Номер раздела	Название раздела, темы	Количество аудиторных часов					Количество часов УСР	Форма контроля знаний
		Лекции	Практические занятия	Семинарские занятия	Лабораторные занятия	Иное		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Горючие газы. Состав газообразного топлива. Добыча, обработка и транспорт газа.	1	2				40	Экзамен Курсовой проект
2	Городские системы газоснабжения.	1	4		2		50	Экзамен Курсовой проект
3	Промышленные системы газоснабжения. Газооборудование отопительных котлов.	1	2		2		32	Экзамен
4	Потребление газа. Нормы и режим потребления газа. Гидравлический расчет газовых сетей.	2	2				48	Экзамен Курсовой проект
5	Газорегуляторные пункты и установки. Регуляторы давления и регуляторные станции.	2	2		2		40	Экзамен Курсовой проект
6	Использование сжиженных углеводородных газов.	1	2				28	Экзамен
7	Теоретические основы сжигания газа. Газовые горелки.	1	2				30	Экзамен
8	Газоснабжение зданий. Бытовые газовые приборы и отопительные аппараты.	1	2				30	Экзамен Курсовой проект
<b>Всего</b>		<b>10</b>	<b>18</b>		<b>6</b>		<b>298</b>	

### 3. ИНФОРМАЦИОННО-МЕТОДИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

#### 3.1. ОСНОВНАЯ ЛИТЕРАТУРА



3.1.1. Ионин А.А., Жила В.А., Артихович В.В., Пшоник М.Г. Газоснабжение: учебник для студентов вузов по специальности «Теплогазоснабжение и вентиляция». – М.: Изд-во АСВ, 2012. – 472с.

3.1.2. ТКП 45-4.03-267-2012 Газораспределение и газопотребление. Строительные нормы проектирования. – Минск, 2012. – 87с.

3.1.3. ТКП 45-4.03-157-2012 Газопроводы из полиэтиленовых труб. Правила проектирования и монтажа. – Минск, 2012. – 40с.

3.1.4. ТКП 45-4.03-68-2007 Распределительные газопроводы. Порядок гидравлического расчета. – Минск, 2008. – 54 с.

3.1.5. Сальникова С.Р., Сопин Ю.Ю. Методические указания для выполнения курсового проекта по дисциплине «Газоснабжение» на тему «Газоснабжение района города». – Брест.: УО БрГТУ, 2015. – 71с.

3.1.8. Хрусталёв Б. М. Теплоснабжение и вентиляция. Курсовое и дипломное проектирование / Под ред. Проф. Б. М. Хрусталёва – М.: Издательство АСВ, 2007. – 784 с.

3.1.9. К.Г.Кязимов. Справочник работника газового хозяйства: Справочное пособие. – М.:Высш.шк.,2006.

### **3.2 ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ЛИТЕРАТУРА**

3.2.1. Брюханов О.Н., Плужников А.И. Основы эксплуатации оборудования и систем газоснабжения: Учебник. – М.: ИНФРА-М, 2011. – 256 с.

3.2.2. Артихович, В.В. Сжиженные углеводородные газы: учебно-методическое пособие по дисциплине «Газоснабжение» для студентов специальности 1-10 04 02 «Теплогазоснабжение, вентиляция и охрана воздушного бассейна» / В.В. Артихович, М.Г. Пшоник. – Минск: БНТУ, 2010. – 220 с.

3.2.3. Кязимов К.Г. Эксплуатация и ремонт подземных газопроводов. – М.: Стройиздат, 1987. – 337 с

3.2.4. Кострова Г.М. Внутренние газопроводы и газовое оборудование жилых зданий: уч. пособие. – М.: Издательский центр «Академия», 2010. – 64 с.

3.2.5. Фокин С.В., Шпортько О.Н. Системы газоснабжения: устройство, монтаж и эксплуатация. - М.: Апьфа-М, 2011. – 288 с.

3.2.6. Краснов В.И. Монтаж газораспределительных систем. - М.: Инфра-М, 2013. – 309 с.

3.2.7. Стаскевич Н.Л., Северинец Г.Н., Видгорчик Д.Я. Справочник по газоснабжению и использованию газа. – Л.: Недра, 1990. – 762с.