

**В. Н. КАРЕВ, А. Б. ГОЛОВАНЧИКОВ
С. М. ЛЕДЕНЕВ, В. Н. КРИВКО
А. Н. СИДОРОВ, А. В. РЫБАЛКИН**

**ОБЪЕКТЫ СЕРВИСА
НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ.
ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЕ**

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ВОЛГОГРАДСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

В. Н. Карев, А. Б. Голованчиков
С. М. Леденев, В. Н. Кривко
А. Н. Сидоров, А. В. Рыбалкин

ОБЪЕКТЫ СЕРВИСА НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ. ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЕ

Учебное пособие



Волгоград
2015

УДК 338.45:622.32(075) + 621.64075
ББК У305.143.2 Я7 + 39.76Я7

Рецензенты:

НОУ СПО «Волгоградский колледж газа и нефти»
ПАО «Газпром», директор д-р техн. наук, профессор *Ю. Г. Лапынин*;
канд. геол.-минерал. наук начальник технического отдела
ООО «Газпром трансгаз Волгоград» *С. А. Литвинов*

Печатается по решению редакционно-издательского совета
Волгоградского государственного технического университета

Карев, В. Н.

Объекты сервиса нефтегазовой отрасли. Газораспределение :
учебное пособие / В. Н. Карев, А. Б. Голованчиков, С. М. Леденев,
В. Н. Кривко, А. Н. Сидоров, А. В. Рыбалкин ; ВолгГТУ. – Волгоград,
2015. – 246 с.

ISBN 978–5–9948–1980–7

Учебное пособие, разработанное в полном соответствии с Государственными образовательными стандартами по направлению подготовки 43.03.01 «Сервис» профиль «Сервис в нефтегазовых комплексах» и охватывает содержание одной из частей дисциплины «Объекты сервиса нефтегазовой отрасли». Дана характеристика услуг газоснабжения и выделены их особенности, приведены критерии оценок услуг и ключевые принципы развития услуг газоснабжения населения регионов в современных условиях, рассмотрены вопросы технического регулирования и промышленной безопасности сетей газораспределения и газопотребления.

В пособии показан путь природного газа от магистрального газопровода до промышленного и бытового потребителя, указаны условия использования, оборудование газораспределительной сети, а также способы и условия поставок сжиженного газа потребителям, рассмотрены устройство подземных газопроводов, газораспределительных станций, газорегуляторных пунктов, газового оборудования жилых домов, приборов учета газа, описана методика определения потерь в газопроводах.

Пособие рассчитано на студентов, преподавателей и специалистов, изучающих условия предоставления услуг газоснабжения потребителям.

Ил. 33. Табл. 44. Библиогр.: 82 назв.

ISBN 978–5–9948–1980–7

© Волгоградский государственный
технический университет, 2015
© Карев В. Н., Голованчиков А. Б.,
Леденев С. М., Кривко В. Н.,
Сидоров А. Н., Рыбалкин А. В., 2015

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение.....	6
1. Рынок газа России. Услуги поставки газа потребителям.....	8
2. Технологии поставок природного газа от магистрального газопровода до потребителей.....	20
2.1. Правовые основы использования газа. Техническое регулирование и промышленная безопасность сетей газораспределения и газопотребления.....	20
2.2. Порядок проектирования объектов газораспределения.....	27
3. Общие сведения о структуре подачи и распределения природного газа потребителям.....	31
3.1. Состав и физические свойства природных газов.....	31
3.1.1. Теплотехнические свойства газа.....	32
3.1.2. Измерение объема и плотности газов.....	35
3.2. Классификация газопроводов систем газораспределения газопотребления.....	36
3.3. Газораспределительные системы.....	38
4. Газораспределительные станции.....	46
4.1. Особенности устройства и оборудование блочных ГРС.....	47
4.2. Пункт редуцирования газа.....	53
4.3. Подогрев газа.....	57
5. Устройство подземных, надземных и наземных газопроводов.....	62
5.1. Устройство подземных газопроводов.....	62
5.2. Устройство надземных и наземных газопроводов.....	64
5.3. Переходы газопроводов через водные преграды и овраги.....	66
5.4. Переходы через железнодорожные, трамвайные пути и автомобильные дороги.....	68
5.5. Требования, предъявляемые к внутренним газопроводам.....	69
6. Газорегуляторные пункты.....	73
6.1. Выбор оборудования ГРП, ГРПБ, ШРП И ГРУ.....	74
6.2. Назначение, устройство, классификация регуляторов давления.....	75
6.3. Выбор регулятора давления.....	82
6.4. Выбор фильтра газа.....	90
6.5. Выбор предохранительного запорного клапана - ПЗК.....	91

6.6. Выбор предохранительного сбросного клапана - ПСК.....	91
6.7. Подбор шкафных регуляторных пунктов - ШРП.....	92
7. Запорная арматура, соединительные части и детали.....	93
7.1. Выбор запорной арматуры для систем газораспределения.....	97
8. Внутридомовое газовое оборудование.....	101
8.1. Классификация газов.....	102
8.2. Газовые горелки.....	103
8.3. Бытовые плиты.....	106
8.4. Проточные водонагреватели.....	109
8.5. Отопительные емкостные водонагреватели.....	110
8.6. Бытовые счетчики газа.....	111
9. Автоматизированные системы управления процессом распределения газа.....	117
10. Объекты транспорта, хранения и распределения сжиженных углеводородных газов.....	123
10.1. Требования, предъявляемые к сжиженным углеводородным газам.....	124
10.2. Перевозка сжиженных газов по железным дорогам	126
10.3. Перевозка сжиженной газа автотранспортом.....	127
10.4. Перевозка сжиженных углеводородных газов авиатранспортом.....	130
10.5. Трубопроводный транспорт СУГ	130
10.6. Хранение сжиженных газов.....	132
10.6.1. Хранение при переменной температуре и высоком давлении.....	133
10.6.2. Низкотемпературное (изотермическое) хранение.....	137
10.7. Баллононаполнительное отделение газонаполнительной станции.....	139
10.8. Регазификация сжиженных углеводородных газов.....	143
10.9. Конструктивные особенности испарителей сжиженных углеводородных газов.....	146
10.10. Использование индивидуальных и групповых баллонных установок сжиженного газа.....	152
11. Потребление газа.....	155
11.1. Годовые расходы газа.....	155

11.2. Определение расчётных расходов газа.....	156
10.3. Нормы расхода газа на коммунально-бытовые нужды.....	161
12. Расчет диаметра газопровода и допустимых потерь давления.....	163
12.1 Расчёт потерь давления.....	163
12.2. Определение диаметра газопровода.....	168
12.3. Вязкость газов.....	170
Список использованных источников.....	173
Приложения.....	180
Приложение А.І.....	181
Номограммы для определения потерь давления газа в газопроводах газораспределительных и газопотребительских сетей.....	181
Приложение Б. Удельные потери давления для стальных и полиэтиленовых труб новых и бывших в эксплуатации.....	183
Приложение В. Традиционные энергоресурсные продукты.....	198
Приложение Г.....	225
Трубы стальные бесшовные горячедеформированные.....	225
Приложение Д.....	226
Список российских заводов изготавливающих стальные трубы.....	226
Приложение Е.....	228
Медные газопроводы.....	228
Особенности проектирования газопроводов из стальных труб.....	234
Приложение П.4.....	236
Углы расположения сварного шва относительно плоскостигиба.....	236
Приложение П.5.....	237
Список Российских предприятий, изготавливающих (поставляющих) медные трубы и соединительные детали для строительства внутренних газопроводов.....	237
Приложение П.6.....	238
Таблица П.6 Список заводов-изготовителей запорной арматуры.....	238
Приложение П.7.....	240
Единицы физических величин в науке и технике.....	240
Приложение П.8.....	245
Таблица П.8 Правила написания обозначений единиц.....	245

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время трудно представить жизнь людей без нефти и газа. Использование этих углеводородов позволяет удовлетворить большую часть потребности людей в быту, энергетике, в таких продуктах как каучук, пластмассы, синтетические волокна, моющие средства, медицинские препараты и многое другое потребляемое человечеством.

В связи с трудностями добычи и транспорта газа газовая промышленность начала развиваться с середины XIX века. В 1820 году в США была пробурена первая газовая скважина, а изобретенная немецким физиком и химиком Р.Бунзеном в 1855 году газовая горелка позволили использовать природный газ в качестве топлива для бытовых целей, а затем и в промышленности.

Только трубопроводный транспорт сетевого газа способен гарантировать бесперебойную и равномерную поставку значительных количеств газа потребителям, обеспечивая при этом наименьшие экономические затраты.

Газораспределительные сети – это энергетические артерии населенных пунктов, и поэтому любые проблемы технического и системного характера приобретают еще и социальное значение.

Перед предприятиями и организациями по газоснабжению и газификации стоят большие задачи по обеспечению бесперебойности, надежности и безопасности газоснабжения.

Главным требованием предъявляемым к системе газоснабжения является бесперебойная поставка газа потребителям, поддержание давления газа у газоиспользующего оборудования и приборов на заданном оптимальном значении при произвольных изменениях расхода в сети в широких пределах.

Согласно ГОСТ Р 50646-2012 «Услуги населению. Термины и определени» [29] газораспределительные системы России – это транспортные услуги по удовлетворению потребностей потребителей в природном газе.

Для обеспечения нормального функционирования сетей созданы эксплуатационные службы, проектные и строительные подразделения, специальные подразделения по электрохимической защите газопроводов от коррозии, а также по техническому обследованию и диагностике систем газоснабжения. Для оперативного управления и быстрой ликвидации аварий созданы аварийно-диспетчерские службы (АДС), которые оснащены современными газопоисковыми приборами, специальной техникой и

другими современными технологиями управления. Аварийно-диспетчерская служба (АДС) ликвидирует утечки газа, инциденты и аварии, возникающие на газопроводах, ГРП, в жилых домах и коммунально-бытовых предприятиях.

Система газораспределения должна обеспечить газом потребителей, быть безопасной в эксплуатации, избыточной, то есть должна предусматривать возможность отключения отдельных ее элементов в целях профилактики или в аварийных ситуациях. Основным элементом системы газоснабжения являются газовые сети.

Газовые сети являются непрерывно эволюционирующими системами, развитие которых осуществляется как во времени, так и в пространстве.

Процессы потребления целевого продукта являются, как правило, нестационарными, стохастическими процессами, содержащими детерминированные монотонно возрастающие тренды, характеризующие общую тенденцию к росту как числа потребителей, так и объемов потребляемого газа. Кроме того, влияние на эти процессы огромного количества неконтролируемых внешних (метеорологических, хронологических, организационных) факторов приводит к появлению в них периодических компонент, параметры которых изменяются во времени.

В настоящее время все большее значение приобретает экономический фактор. Так, использование газопроводов из полиэтиленовых труб сокращает затраты на строительные работы и эксплуатацию.

При реконструкции изношенных газопроводов наиболее эффективной, с точки зрения стоимости строительных работ и последующей эксплуатации, является протяжка в них полиэтиленовых труб, при этом уменьшается сечение газопровода и появляется необходимость увеличения давления в нем, а следовательно и необходимость установки домовых регуляторов или шкафных регуляторных пунктов.

В учебном пособии приведены физические основы и краткая характеристика основных технологических процессов, конструкции и принцип работы установок, оборудования, основные сведения о газораспределительной системе России, рассмотрены вопросы, связанные с удовлетворением потребителей качественными услугами газоснабжения.

1 Рынок газа России. Услуги поставки газа потребителям

В числе приоритетных государственных мер по повышению качества жизни населения особое место занимает газификация жилья и содействие развитию услуг, связанных с газоиспользованием в быту и домашних хозяйствах. Региональные органы управления уделяют значительное внимание вопросам развития бесперебойного и надежного функционирования газового хозяйства.

Начиная с 2001 года в «Газпроме» утверждаются программы газификации регионов, которые осуществляются совместно «Газпром» и властями субъектов Федерации. При этом компания финансирует строительство межпоселковых газопроводов, то есть доведение газа до населенных пунктов, а региональные власти отвечают за прокладку уличных сетей и подготовку потребителей к приему газа. Для обеспечения эффективной реализации программы газификации «Газпром» и правительства субъектов Федерации заключают соглашения о сотрудничестве и договоры о газификации.

В результате реализации Программы с 2005 по 2013 годы средний уровень газификации в России вырос с 53,3% до 65,3%, в том числе в городах — с 60% до 70,9%, в сельской местности — с 34,8% до 54% [68].

Недавно «Газпром» объявил курс на ускорение газификации. В разрабатываемой Программе газификации до 2020 года предполагается увеличение уровня газификации страны до 85%. Задача не из легких: скачок на 22% за восемь лет, т.е. почти на 3% в год, вдвое превышает среднегодовой темп роста за последние шесть лет [5].

По объему потребления газа на душу населения Россия опережает многие зарубежные страны, за исключением, пожалуй, только Канады (рис. 1), но Россию отличает крайне неравномерная газифицированность территорий. В зависимости от уровня газификации российские регионы можно разделить на три категории: более 80%, от 45% до 80%, менее 6%.

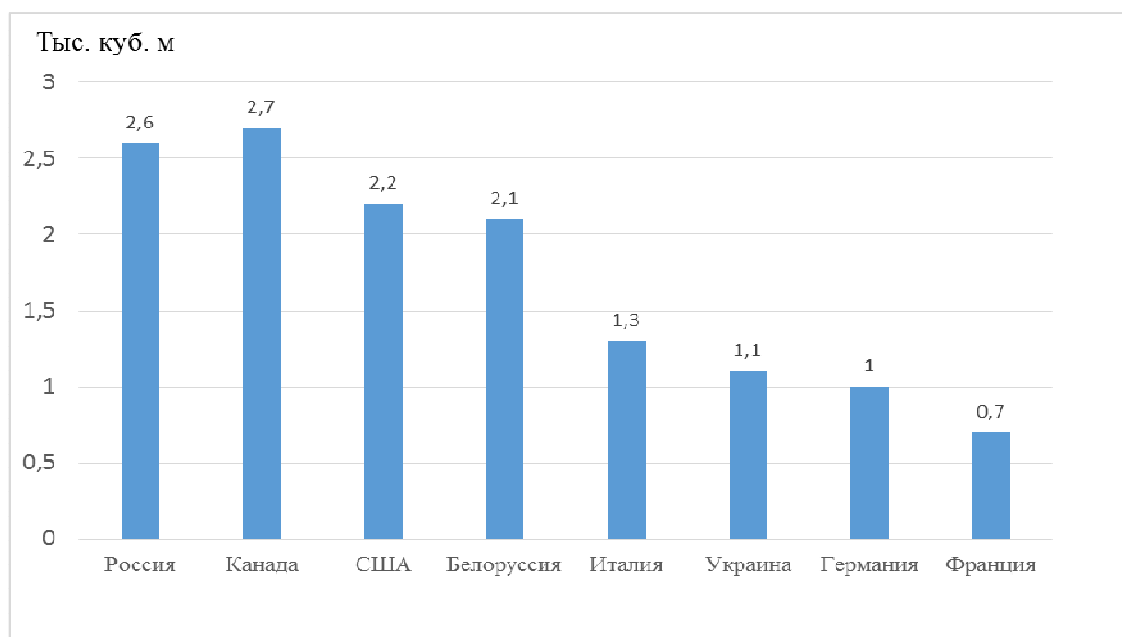


Рис. 1. - Потребление газа на душу населения в России и в некоторых странах за рубежом

В первую категорию попадают самый газифицированный Северо-Кавказский и следующий за ним Приволжский федеральные округа. К низшей категории относятся Сибирский и Дальневосточный ФО. Остальная территория, включающая Центральный, Северо-Западный, Южный и Уральский округа, газифицирована на 45–78%. Больше всего, почти на 100%, газифицированы Чувашия, Мордовия и Татарстан. На другом конце шкалы — 11 субъектов РФ на севере и востоке страны, где газа нет совсем [3].

В сентябре 2007 года приказом Министерства промышленности и энергетики РФ утверждена «Программа создания в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке единой системы добычи, транспортировки газа и газоснабжения с учетом возможного экспорта газа на рынки Китая и других стран Азиатско-Тихоокеанского региона» (Восточная газовая программа). «Газпром» назначен Правительством РФ координатором деятельности по реализации этой программы. Основной ресурсной базой для развития газотранспортной системы являются месторождения шельфа Сахалина, в том числе проекта «Сахалин-3». Кириновское месторождение — часть проекта «Сахалин-3», и запасы месторождения по категории С1 составляют 162,5 млрд куб. м газа и 19,1 млн т газового конденсата. В октябре 2013 года на Кириновском месторождении состоялся первый пуск газа и испытание системы его транспортировки до газотранспортной системы

«Сахалин — Хабаровск — Владивосток». Проектный уровень добычи газа — 5,5 млрд куб. м в год.

Особенность этого месторождения: располагается под водой. После пробуривания всех скважин на поверхности моря не осталось ни одной буровой платформы: всё оборудование находится на дне. На глубине 90 метров. В российской практике такой метод добычи применяется впервые. Подводное оборудование рассчитано на 30 лет работы в сейсмоопасной зоне.

Для строительства газопровода «Газпром» использовал трубы российских производителей с гладкостным покрытием (на внутреннюю поверхность трубы наносится специальный полимер, который снижает трение газа и, соответственно, обеспечивает меньшее падение давления, что при дальних расстояниях дает существенную экономию).

Сейчас на ГКС «Сахалин» установлено два газоперекачивающих агрегата (ГПА) мощностью по 16 МВт каждый — они позволяют прокачивать по газопроводу 6 млрд куб. м газа в год. По мере увеличения поставок газа в систему на головной компрессорной станции планируется поставить ещё шесть ГПА, а по трассе газопровода — 13 компрессорных станций, что позволит прокачивать до 30 млрд куб. м газа в год [5].

Протяженность газотранспортной системы на территории России составляет 170,7 тыс. км [4]. В транспортировке газа используются 250 компрессорных станций с общей мощностью газоперекачивающих агрегатов 46,1 млн кВт, работу ЕСГ обеспечивают 22 объекта хранения газа. В 2014 году введены в эксплуатацию магистральные газопроводы и отводы протяженностью порядка 1277 км. Единая система газоснабжения России принадлежит Газпрому.

Газ в России — самый дешевый вид топлива. Одно из негативных последствий этого — изменение структуры энергопотребления в стране. Снизилось использование угля, мазута и других видов альтернативного топлива, а, значит, снизилась и необходимость увеличения их производства и развития соответствующих отраслей.

Низкие цены на газ негативно сказались и на развитии самой газовой отрасли, для которой внутренний рынок стал убыточным. По сути, Газпром субсидирует огромное количество частных предприятий. Низкие цены не позволяют вкладывать средства в разработку новых месторождений, прокладку новых газопроводов, реконструкцию действующих мощностей, а без этого немыслимо развитие газовой отрасли. Существующие цены на газ в

России не позволяют покрыть затраты на производство, транспортировку и реализацию газа.

Субъектный состав рынка газа включает производителей газа, газосбытовые компании, газораспределительные организации, операторов инфраструктуры и потребителей газа. Рынок газа в определенной степени сегментирован, что обусловлено естественной территориальной изоляцией от Единой системы газоснабжения ряда регионов добычи газа (месторождения Республики Саха-Якутия. Таймырского автономного округ. Камчатки и Сахалина).

Основными производителями газа являются ПАО "Газпром"¹ и его дочерние и зависимые общества, независимые от ПАО "Газпром" производители газа, работающие в Единой системе газоснабжения, и производители, добывающие газ в рамках региональных систем газоснабжения, изолированных от Единой системы газоснабжения. Лицензии на разработку основной доли запасов газа имеют ПАО "Газпром" и его зависимые общества, владеющие 157 лицензией на разработку 80 объектов с запасами газа категорий А+В+С 26,8 трлн. куб. м газа, С₂ - 5 трлн. куб. м газа. Независимые от ПАО "Газпром" организации владеют лицензиями на разработку 14,2 трлн. куб. м газа, или более 30% его запасов, в т.ч. нефтяные компании - 10,7 трлн. куб. м газа, или 23% его запасов. 5,9 трлн. куб. м газа находится в нераспределенном фонде запасов.

Доминирующую роль в поставках газа российским потребителям играет специализированная дочерняя торгово-посредническая компания ПАО "Газпром" - ООО «Газпром межрегионгаз», а также контролируемые ей структуры - "регионгазы" (со смешанным участием в их капиталах ООО "Межрегионгаз", дочерних обществ ПАО "Газпром", администраций регионов и других хозяйствующих субъектов), специализирующиеся на обслуживании конкретных территорий. ООО "Газпром межрегионгаз" осуществляет централизованные плановые закупки газа у добывающих предприятий ПАО "Газпром" и оплату услуг компаний, эксплуатирующих магистральные газопроводы, являясь по сути центром прибыли от реализации газа на внутреннем рынке.

247_____

¹ Общим собранием акционеров Открытого акционерного общества «Газпром» 26 июня 2015 г. в связи со сменой организационно-правовой формы переименован в Публичное акционерное общество (ПАО) «Газпром», что отражено в новой редакции Устава и 17.07.2015 г. в установленном законодательством порядке было изменено в целях приведения его в соответствие с положениями четвертой главы Гражданского кодекса Российской Федерации.

С развитием рыночных процессов в российской экономике, менялся и рынок газа. Повышались требования по обеспечению прозрачности потоков, выделению естественно-монопольных видов деятельности, созданию конкурентных условий продажи газа, обеспечению мероприятий по газо- и энергосбережению. Все распорядители бюджетных средств перешли на контрактную систему закупок газа для подведомственных организаций; бюджетные потребители перешли на целевое финансирование оплаты потребления газа и на казначейскую систему обслуживания. Этому во многом способствовали поправки, внесенные в Федеральный закон от 2000 г. № 115-ФЗ «О бюджетной классификации Российской Федерации», и принятые постановления Правительства РФ №№ 269, 753 в 2000 г. и постановление Правительства Российской Федерации от 22.05.2002 № 328 «О внесении изменений и дополнений в постановление Правительства Российской Федерации от 29 декабря 2000 г. № 1021». С выходом последних документов сбыт газа на внутрироссийском рынке был выделен в отдельную сферу деятельности. Государство установило тарифы по оплате снабженческо-сбытовых услуг. В соответствии с этим, продажа газа была отделена от услуг по его транспортировке по сетям газораспределения. Введение платы за снабженческо-сбытовые услуги (ПССУ) позволило перейти РГК на самофинансирование собственных затрат, что должно обеспечить повышение уровня обслуживания потребителей, качество нормирования и учета газа в системе распределения.

В 2002 году в целях дальнейшего развития свободного сектора рынка газа структурой ОАО «Газпром» была создана Электронная торговая площадка (ЭТП) для продажи по свободным ценам добываемого независимыми организациями газа, потребителям России. Основная цель ЭТП - отработка технологии биржевых продаж, выявление ценовой конъюнктуры, а также реализация излишков газа независимых производителей. Основные участники торгов – региональные газовые компании и крупные промышленные потребители, испытывающие дефицит газа.

В рамках эксперимента в 2007 году ОАО «Газпром» получило возможность продать до 5 млрд куб. м газа по свободным ценам. Аналогичный объем газа по свободным ценам могли продать независимые производители газа.

В 2008 году объем газа, разрешенный для торговли на ЭТП, был увеличен до 7,5 млрд куб. м для каждой из сторон.

В настоящее время ПАО «Газпром» проводит работу по организации биржевой торговли газом на внутреннем рынке и совершенствованию торговли газом на ЭТП ООО «Газпром межрегионгаз».

В Правительство Российской Федерации внесен проект постановления «О реализации газа с использованием биржевых технологий». Он разработан для обеспечения перехода от эксперимента по продаже «Газпромом» газа по нерегулируемым государством ценам и с использованием биржевых технологий к продажам на постоянной основе.

ПАО «Газпром» и другие участники рынка газа рассматривают реализацию газа с использованием биржевых технологий как рыночный механизм, обеспечивающий оптимизацию продажи газа для более полного удовлетворения спроса потребителей в различных режимах его поставки и формирующий объективную и прозрачную систему индикации на газ.

Биржа является более сложной структурой, чем ЭТП, и призвана осуществлять, в основном, торговлю производными финансовыми инструментами, прежде всего фьючерсными контрактами, с поставками физических объемов газа по желанию участников при наступлении срока действия контракта.

Система газоснабжения населения сегодня достаточно хорошо отлажена и действует в соответствии с устанавливаемыми режимами. Однако в ходе поставок газа населению имеют место некоторые неувязки и противоречия как между хозяйствующими субъектами - участниками этого процесса, так и между ними - с одной стороны, и региональными, местными органами управления и населением - с другой стороны. До настоящего времени остаются не в полной мере решенными отдельные вопросы государственного регулирования деятельности организаций газоснабжения.

Техническую эксплуатацию объектов сети газораспределения в России осуществляет ОАО «Газпром газораспределение» (до 12 апреля 2011 г. — ОАО «Газпромрегионгаз») зарегистрировано 1 октября 2004 г. с целью консолидации активов группы ОАО «Газпром» [5].

С 01.07.2014 полномочия единоличного исполнительного органа ОАО «Газпром газораспределение» переданы ООО «Газпром межрегионгаз». В настоящее время ОАО «Газпром газораспределение» оказывает влияние на 263 Общества. Общая численность работников холдинга — около 129 тыс. человек [49].

Газораспределительная система ОАО «Газпром газораспределение» включает распределительную сеть протяженностью 694,2 тыс. км, 246,3 тыс. пунктов редуцирования газа, 91,5 тыс. установок электрохимической защиты. Объем транспортировки газа в 2014 году по сетям группы «Газпром межрегионгаз» составил – 232 млрд м³ природного газа. [49].

Технологический комплекс газораспределительной системы позволяет обеспечить природным газом население (27,8 млн квартир), промышленность (более 21,6 тыс. предприятий), котельные (43 тыс. единиц), коммунально-бытовой сектор (239,8 тыс. предприятий), сельское хозяйство (5 тыс. объектов) [49].

Вместе с тем, перечень услуг для населения, связанных с газоиспользованием, во многих регионах не отличаются многообразием, сохраняет ограниченный традиционный набор самых необходимых работ. Организация и культура обслуживания жителей, особенно в сельской местности, зачастую оставляют желать лучшего. Это во многих случаях обуславливается неэффективными организационными структурами газоснабжающих предприятий, устаревшими функциями и методами управления в них, отсутствием современных инструментов развития компаний. Тогда как новые условия хозяйствования требуют адекватных преобразований, ориентированных на улучшение обслуживания различных категорий потребителей.

Система газоснабжения населения не входит в сферу ЖКХ непосредственно, поскольку находится под патронажем "Газпрома", однако услуги газопотребления в жилищном секторе относятся (в соответствии с общероссийским классификатором) к коммунальным услугам. Вместе с тем, ряд услуг газопользования, как, например, заправка сжиженным газом автомобилей, заправка, доставка и ремонт газовых баллонов - относятся к бытовым услугам по строке "прочие виды бытовых услуг". В то же время, переоборудование автомобилей под газовое топливо можно считать автосервисными услугами. Поэтому услуги газообеспечения населения занимают особое место в системе коммунально-бытовых услуг, имеющее разнофункциональное предназначение.

Организация газоснабжения населения является полномочием органов местного самоуправления поселений и осуществляется в порядке, установленном законодательством Российской Федерации и муниципальными нормативными правовыми актами. Организация газоснабжения поселений в границах муниципального района является

полномочием органом местного самоуправления муниципального района и осуществляется в порядке, установленном законодательством Российской Федерации и муниципальными нормативными правовыми актами. [46].

Предоставление услуг газоснабжения населению имеет ряд ярко выраженных особенностей, заключающихся в следующем: во-первых, они должны предоставляться постоянно и бесперебойно, поскольку зачастую носят характер жизнеобеспечения населения; во-вторых, они должны быть безопасны, безвредны для жизни и здоровья людей (поскольку свойства газа таит в себе потенциальные угрозы); в-третьих, от качества услуг газоснабжения во многом зависят условия и качество жизни людей (комфорт; температурный режим; время, затрачиваемое на приготовление пищи; время и качество стирки белья и т.п.); в-четвёртых, эти услуги способствуют экономии личных и семейных бюджетов - по сравнению с использованием электроэнергии (в жилых домах и квартирах) или бензина (в качестве топлива для автомобилей). Отмеченные особенности характеризуют услуги газоснабжения как весьма важные для современной, рациональной жизнедеятельности общества.

Нельзя не отметить, что качество обслуживания в настоящее время ещё не находится на высоком уровне: не всегда выполняются графики планово-предупредительных осмотров и регулирования газовых приборов; выполнения срочных заявок гражданам порой приходится ожидать в течение всего дня (в городе) и по несколько дней в сельской местности; имеют место случаи некачественного устранения неисправностей; по ряду территорий ассортимент услуг, связанных с газообеспечением, весьма ограничен.

В качестве критериев оценки качества сервиса по услугам газоснабжения населения целесообразным использовать следующие наиболее важные:

- 1) бесперебойность газоснабжения;
- 2) безопасность услуг газоснабжения;
- 3) широкий набор (ассортимент) услуг, связанных с газоснабжением;
- 4) ценовая доступность услуг для широких слоев населения.

Очевидно, что обеспечение данных критериев напрямую связано с эффективностью деятельности газоснабжающих предприятий по всей цепочке поставок, но большей частью зависит от функционирования конечного звена - газораспределительных организаций (ГРО), непосредственно обслуживающих население.

Классификация услуг газоснабжения по видам деятельности ГРО непосредственно обслуживающих население приведена в таблице 1.1 [1].

Ключевое назначение процесса управления ГРО состоит в обеспечении максимально высокого сервисного обслуживания населения, удовлетворении их разнообразных нужд и потребностей. Поэтому управление обслуживанием пользователей с помощью нововведений в предоставлении услуг должно занимать центральное место в деятельности газоснабжающих компаний. Однако, системы управления ГРО не отличаются новациями и почти всем из них свойственны застарелые недостатки.

Повседневная деятельность региональных газораспределительных организаций обнажает непростые организационные, экономические и финансовые проблемы, вызванные их укрупнением, громоздкостью, перегруженностью функциями по газообеспечению потребителей. Необычайно широкая разветвленность местных газовых сетей и их отводов к многочисленным пользователям, в первую очередь, массовым потребителям, как в городской, так и в сельской местности значительно усложняют работу ГРО по непосредственному обслуживанию населения.

Сочетание в одном ГРО различных видов деятельности по транспортировке газа, его распределению, доставке до каждой квартиры, а также предоставлению разнообразных видов услуг приводит к потере оперативности управления. Это в свою очередь, негативно сказывается на качестве обслуживания населения. Одновременно появились симптомы ухудшения финансовых показателей деятельности ГРО. В связи с этим, перед многими ГРО встала проблема поиска выхода из этого положения. Сегодня руководство ряда из них всерьёз задумывается над назревшими преобразованиями в том или ином виде.

Таблица 1.1 - Классификация услуг газоснабжения для населения [1]

Виды деятельности ГРО	Направления использования газа населением	Виды услуг для населения	
		Услуги, включённые в розничные цены	Услуги, выполняемые за отдельную плату согласно прейскуранту цен
Транспортировка и поставка населению сетевого природного газа и предоставление услуг	• приготовление пищи; • подогрев воды; • обогрев жилых помещений; • отопление бань, парников и др. • заправка автотранспорта	• проверка технического состояния газовых приборов; • замена неисправных (вышедших из строя) частей, деталей газовых приборов; • смазывание кранов, прочистка горелок и форсунок газовых приборов • регулирование горелок в газовых приборах; • ремонт по заявкам населения; • услуги аварийно-диспетчерской службы;	• установка, подключение и ремонт новых типов (видов) газовых приборов; • перепланировка и переустановка газовых приборов; • услуги по газификации частного сектора, в т.ч. по подводке газа и монтажу внутридомового оборудования; • врезке и пуску газа; • техническому надзору; • согласованию, выдаче ТУ; • изготовлению запчастей для внутридомового газового оборудования; • обслуживание газового оборудования частного сектора;
Поставка сжиженного газа для нужд населения	• приготовление пищи; • подогрев воды; • заправка автотранспорта;	• проверка технического состояния газовых баллонов; • ремонт и техническое обслуживание внутридомового газового оборудования; • наполнение баллонов; • доставка баллонов; • услуги аварийно-диспетчерской службы;	• ремонт, покраска газовых баллонов по заявкам населения; • монтаж внутридомового газового оборудования; • предоставление обменного фонда газовых баллонов; • переоборудование автотранспорта на газовое топливо; • заправка автотранспорта, сжиженным газом;
Сопутствующие виды услуг и работ (прочая деятельность)			• строительство уличных и дворовых газопроводов; • слесарно-механические и сварочно-жестяницкие работы; • монтажно-установочные услуги; • транспортные услуги.

В последнее время появились идеи о реструктуризации ГРО и создании новых, альтернативных фирм по оказанию населению услуг газоснабжения. Формирование таких фирм (газосервисных - по трактовке Боярко А.В. [1]), ориентированных преимущественно на обслуживание населения представляется вполне реальным, заслуживающим внимания, отвечающим научным принципам специализации деятельности, современным требованиям рынка и общественного прогресса. По определению, *газосервисной фирмой в сфере обслуживания населения* следует считать самостоятельную организацию, обладающую соответствующими правами, ресурсами, знаниями и осуществляющую деятельность по предоставлению жителям разнообразных услуг, связанных с использованием газа в качестве топлива в быту и домашних хозяйствах, а также оказанию различных сопутствующих и дополнительных работ и услуг.



Рис. 1.1 - Ключевые принципы развития услуг газоснабжения населения региона в современных условиях

Исходя из изученных научных положений, обоснований, представлений, построений и оценок, Боярко А.В.[1] сформулировал принципы развития услуг газоснабжения для населения в современных условиях (рис. 1.1). Реализация на практике представленных принципов позволит расширить ассортимент услуг и форм обслуживания жителей, повысить качество работ и услуг, обеспечить рост эффективности функционирования организаций газоснабжения населения региона.

Развитие систем газораспределения в регионах России в соответствии с энергетической стратегией России требует повышенного внимания к решению проблем, накопившихся в среде независимых производителей газа и газораспределительных организаций. Активное привлечение материальных, технологических и кадровых ресурсов независимых производителей газа и газораспределительных организаций, несомненно, окажет положительное воздействие на развитие рынка газа. Однако, проблемы организаций газораспределительной системы нельзя решать с позиции их исключительной важности, глобального влияния на наращивание добычи газа, оптимизацию соотношения спроса и предложения. Большинство проблем газораспределительных организаций необходимо рассматривать в совокупности важнейших экономических, производственных, научных задач стратегического развития газового комплекса России. Только на этой основе можно разработать конструктивные программы стратегического развития внутреннего рынка газа.

Учитывая реалии настоящего времени, очевиден вывод о том, что роль свободного рынка газа в России будет непрерывно возрастать. На вооружение будет браться практика более продвинутых рынков европейского сообщества. Для этого необходимым видится разработка и внедрение модели стратегического управления развитием региональной газораспределительной системы, направленной на удовлетворение потребностей потребителей в регионах России.

2 Технологии поставок природного газа от магистрального газопровода до потребителей

2.1 Правовые основы использования газа. Техническое регулирование и промышленная безопасность сетей газораспределения и газопотребления.

В Российской Федерации предприятия и топливопотребляющие установки в качестве топлива используют уголь, торф, сланец, дрова, природный газ, топочный мазут, дизельное топливо, печное бытовое топливо, моторное топливо и другие виды жидкого нефтяного топлива, кроме сырой нефти и керосина².

Решение об установлении видов топлива для предприятий и топливо потребляющих установок принимаются соответствующими органами на основании документов, которые представляют действующие, строящиеся, расширяющиеся и реконструируемые предприятия (объединения) и другие хозяйствующие субъекты, независимо от их ведомственной подчинённости и форм собственности, в органы исполнительной власти субъектов РФ, на территории которых они расположены [57].

В частности, *природный газ* для котельных и на другие топливные нужды применяется по согласованию с ПАО «Газпром» и местными газоснабжающими и газотранспортными организациями независимо от годового расхода на одно предприятие (объединение), установку.

В [61] приводится перечень газоиспользующих установок и оборудования, для которых не требуется получать специальные разрешения на использование природного газа. В частности, это:

- газоиспользующее оборудование, применяемое населением и устанавливаемое в жилых помещениях для целей отопления и горячего водоснабжения этих помещений, общей установленной мощностью до 0,5 Гкал (10^9 кал)/час) и максимальным годовым расходом топлива до 0,1 т.у.т.
- газоиспользующее оборудование, применяемое для приготовления пищи на предприятиях общественного питания, в детских яслях и садах,

247_____

² Традиционные энергоресурсные продукты (энерготовары) приведены в приложении А ИСО 13600 [35].

школах, больницах, санаториях, домах отдыха, пансионатах, пионерских лагерях, воинских частях.

- технологическое оборудование, потребляющее менее 1 м³ газа в час.

Заключение договоров на поставки газа, его качество, оплата услуг и т.д. и т.п. регулируются в соответствии с нормативными актами и руководящими отраслевыми и региональными документами.

Качество природного газа должно соответствовать требованиям ГОСТ 5542 – 87 «Газы горючие природные для промышленного и коммунально-бытового назначения. Технические условия» [20].

Правовые, экономические и организационные основы отношений в области газоснабжения в Российской Федерации определяются Федеральным законом от 31.03.1999 № 69-ФЗ «О газоснабжении в Российской Федерации» [48], который основывается на положениях Конституции РФ и Гражданского кодекса РФ и определяет вопросы, касающиеся федеральных энергетических систем, правовых основ единого рынка, основ ценовой политики, безопасности Российской Федерации.

Объекты систем газораспределения и газопотребления которые, с одной стороны, являются объектами технического регулирования, а с другой - опасными производственными объектами, то организации эксплуатирующие системы газораспределения и газопотребления обязаны соблюдать следующие обязательные документы³:

1) в области технического регулирования (на основании ст. 2 и 7 Федерального закона от 27.12.2002 №184-ФЗ – «О техническом регулировании» [51]):

- Федеральный закон от 30.12.2009 №384-ФЗ – «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений» [78];

- Федеральный закон от 23 ноября 2009 г. N 261-ФЗ "Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации" (с изменениями и дополнениями) [52]

- Федеральный закон от 22.07.2008 №123-ФЗ "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» [79];

247_____

³ Данный материал изложен по статье Недлина М.С., Бирюкова А.В., Кузьева А.И. [45]

- Технический регламент - О безопасности сетей газораспределения и газопотребления» (утв. Постановлением Правительства РФ от 29.10.2010 №870) [76];

- Технический регламент Таможенного союза ТР ТС-010-2011 О безопасности машин и оборудования» (принят Решением Комиссии Таможенного союза от 18.10.2011, №823) [80];

- Технический регламент Таможенного союза ТР ТС-016-2011 «О безопасности аппаратов, работающих на газообразном топливе» (принят Решением Комиссии Таможенного союза от 09.12.2011 №875) [81];

2) в области промышленной безопасности (на основании пп. 1,3 ст. 4 №116-ФЗ):

- Федеральный закон от 21.07.1997 №116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» [50]

- ФНП "Правила безопасности сетей газораспределения и газопотребления» (утверждены Приказом Ростехнадзора от 15.11.2013 №542, который также отменяет действие ПБ 12-529-03, зарегистрированы в Минюсте России 31.12.2013 №30929, вступили в силу с 28.07. 2014) [65]

- ФНП «Правила безопасности для объектов, использующих сжиженные углеводородные газы- (утверждены Приказом Ростехнадзора от 21.11.2013 №558, который также отменяет действие ПБ 12-609-03, зарегистрированы в Минюсте России 19.06.2003 №4777. вступили в силу с 25.08.2014) [64]

- ФНП -Общие требования к обоснованию безопасности опасного производственного объекта» утверждены Приказом Ростехнадзора от 15.07.2013 №306, зарегистрированы в Минюсте России 20.08.2013 №29581 [52]

- ФНП «Правила проведения экспертизы промышленной безопасности» (утверждены Приказом Ростехнадзора от 14.11.2013 №538, зарегистрированы в Минюсте России 26.12,2013 № 30855) [66].

В 2011 году Федеральным законом №248-ФЗ от 19.07.2011 - О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с реализацией положений Федерального закона «О техническом регулировании» [46] введены обязательные положения о

применении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности (ФНП).

В соответствии с п. 3 ст. 4 №116-ФЗ ФНП [50] устанавливают обязательные требования к:

- деятельности в области промышленной безопасности, в том числе работникам опасных производственных объектов, экспертам в области промышленной безопасности;
- безопасности технологических процессов на опасных производственных объектах, в том числе порядку действий в случае аварии или инцидента на опасном производственном объекте;
- обоснованию безопасности опасного производственного объекта»

К деятельности в области промышленной безопасности в соответствии с п. 1 ст. 6 №116-ФЗ [50] относятся «...проектирование, строительство, эксплуатация, реконструкция, капитальный ремонт, техническое перевооружение, консервация и ликвидация опасного производственного объекта; изготовление, монтаж, наладка, обслуживание и ремонт технических устройств, применяемых на опасном производственном объекте; проведение экспертизы промышленной безопасности; подготовка и переподготовка работников опасного производственного объекта в необразовательных учреждениях».

Изменения, внесенные в июле 2011 года в №184-ФЗ (в редакции №255-ФЗ от 21.07.2011) и №116-ФЗ (в редакции №243-ФЗ от 18.07.2011), добавили ряд уточнений в разграничение сферы действия законов и принятия соответствующих нормативных документов, на основании которых осуществляется правовое регулирование.

В соответствии с п. 4 ст. 1 №184-ФЗ [51] «Настоящий Федеральный закон не регулирует отношения, связанные с разработкой, принятием, применением и исполнением... *требований к осуществлению деятельности в области промышленной безопасности* ... за исключением случаев разработки, принятия, применения и исполнения таких требований к продукции или к продукции и связанным с требованиями к продукции процессам *проектирования* (включая изыскания), *производства*,

строительства, монтажа. наладки, эксплуатации, хранения, перевозки, реализации и утилизации».

Соблюдение требований Технического регламента о безопасности сетей газораспределения и газопотребления, согласно законодательству о техническом регулировании. осуществляется посредством применения документов в области стандартизации. Такими документами являются ГОСТ Р 54961-2012 [33] и ГОСТ Р 54983-2012 [34], которые к тому же вошли в перечень, утвержденный Приказом Росстандарта от 3 октября 2011 года №5214, а значит, их применение, согласно п. 4 ст. 16.1 №184-ФЗ, будет достаточным условием соблюдения соответствующих требований Технического регламента о безопасности сетей газораспределения и газопотребления.

Требования ФНП "Правила безопасности сетей газораспределения и газопотребления» [64] - в части эксплуатации сетей газораспределения и газопотребления будут соблюдены при применении национальных стандартов ГОСТ Р 54983-2012 и ГОСТ Р 54961-2012, вошедших в перечень, утвержденный Приказом Росстандарта от 3 октября 2011 года №5214, к Техническому регламенту «О безопасности сетей газораспределения и газопотребления».

Для новых объектов, проектирование которых началось после введения в действие Технического регламента «О безопасности сетей газораспределения и газопотребления» существуют следующие нормы:

1) В соответствии с п. 76 указанного Технического регламента в проектной документации устанавливается продолжительность эксплуатации газопроводов, технических и технологических устройств сетей газораспределения и газопотребления. Аналогичное требование установлено и в п. 9 ФНП «Правила безопасности сетей газораспределения и газопотребления».

2) По завершении указанного срока, в соответствии с п. 76 Технического регламента о безопасности сетей газораспределения и газопотребления, проводится техническое диагностирование с целью установления предельных сроков дальнейшей эксплуатации объекта.

3) Учитывая, что, согласно п. 16 «Порядка продления срока безопасной эксплуатации технических устройств, оборудования и сооружений на опасных производственных объектах» (утв. Приказом Минприроды РФ №195 от 30.06.2009, далее - Порядок), программа работ по определению возможности продления срока безопасной эксплуатации технических устройств, оборудования и сооружений предусматривает проведение технического диагностирования. А в соответствии с п. 19 данного Порядка:

«По окончании работ по определению возможности продления срока безопасной эксплуатации экспертная организация составляет заключение экспертизы промышленной безопасности, в котором содержится вывод о возможности продления срока безопасной эксплуатации технического устройства, оборудования и сооружения».

Таким образом, на основании результатов технического диагностирования должна осуществляться экспертиза промышленной безопасности. Требования к ее проведению установлены в ФНП «Правила проведения экспертизы промышленной безопасности».

Ранее действующие «Правила безопасности сетей газораспределения и газопотребления» (ПБ 12-529-03) определенным образом решали эту проблему, устанавливая конкретные сроки диагностирования для газопроводов (40 и 50 лет), технических устройств (20 лет), зданий и сооружений (50 лет).

В настоящее же время, в соответствии с п. 6 ФНП - Правила проведения экспертизы промышленной безопасности»:

«Техническое устройство, применяемое на опасном производственном объекте, подлежит экспертизе (если техническим регламентом не установлена иная форма оценки соответствия указанного устройства обязательным требованиям):

- до начала применения на опасном производственном объекте;
- по истечении срока службы или при превышении количества циклов нагрузки такого технического устройства, установленных его производителем;
- при отсутствии в технической документации данных о сроке службы такого технического устройства, если фактический срок его службы

превышает 20 лет;

- после проведения работ, связанных с изменением конструкции, заменой материала несущих элементов такого технического устройства, либо восстановительного ремонта после аварии или инцидента на опасном производственном объекте, в результате которых было повреждено такое техническое устройство».

Согласно п. 7 данных ФНП:

«Здания и сооружения на опасном производственном объекте, предназначенные для осуществления технологических процессов, хранения сырья или продукции, перемещения людей и грузов, локализации и ликвидации последствий аварий, подлежат экспертизе:

- в случае истечения срока эксплуатации здания или сооружения, установленного проектной документацией

- в случае отсутствия проектной документации либо отсутствия в проектной документации данных о сроке эксплуатации здания или сооружения

- после аварии на опасном производственном объекте, в результате которой были повреждены несущие конструкции данных зданий и сооружений

- по истечении сроков безопасной эксплуатации, установленных заключениями экспертизы

- при возникновении сверхнормативных деформаций здания или сооружения

Экспертиза зданий и сооружений на опасном производственном объекте, предназначенных для осуществления технологических процессов, хранения сырья или продукции, перемещения людей и грузов, локализации и ликвидации последствий аварий, проводится при наличии соответствующих требований промышленной безопасности к таким зданиям и сооружениям».

Следовательно, экспертиза промышленной безопасности (а значит, и техническое диагностирование) технических устройств, зданий и сооружений на опасном производственном объекте при отсутствии информации о сроках эксплуатации таких объектов в проектной документации (или в документации изготовителей) проводится:

- для технических устройств - по истечении 20 лет после ввода их в эксплуатацию;

- для зданий и сооружений - по истечении последнего срока безопасной эксплуатации, установленного заключением экспертизы.

Следует отметить, что согласно терминологии, прописанной в №116-ФЗ, а также в Техническом регламенте о безопасности сетей газораспределения и газопотребления, газопроводы сетей газораспределения и газопотребления не являются техническими устройствами, а в соответствии с Федеральным законом от 30.12.2009 №384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений» газопроводы как результат строительства можно отнести к сооружениям:

«сооружение - результат строительства, представляющий собой объемную, плоскостную или линейную строительную систему, имеющую наземную, надземную и (или) подземную части, состоящую из несущих, а в отдельных случаях и ограждающих строительных конструкций и предназначенную для выполнения производственных процессов различного вида, хранения продукции, временного пребывания людей, перемещения людей и грузов».

Как сообщают авторы [45] в ответ на запрос ОАО «Гипрониигаз» от Ростехнадзора получено подтверждение о том, что сети газораспределения и газопотребления являются сооружением.

2.2 Порядок проектирования объектов газораспределения

Разработка проектной документации осуществляется на основе утвержденных (одобренных) обоснований инвестиций в строительство. Обоснования инвестиций регламентируются строительными нормами и правилами СНиП 11-01-95 "Инструкция о порядке разработки, согласования, утверждения и составе проектной документации на строительство предприятий, зданий и сооружений», а также сводом правил СП 11-101-95 "Порядок разработки, согласования, утверждения и состав обоснований инвестиций в строительство предприятий, зданий и сооружений».

В соответствии с этими документами процесс проектирования объектов трубопроводного транспорта разбивается на три основных этапа.

Первый этап работ начинается с разработки ходатайства (декларации) о намерениях, которое составляется заказчиком или по его поручению проектной организацией на договорной основе

Ходатайство (декларация) о намерениях разрабатывается на основании:

- рекомендаций, принятых в схемах развития трубопроводного транспорта на ближайшую перспективу;
- материалов предварительных исследований и изучения перспективной потребности;

В ходатайстве (декларации) о намерениях должно содержаться:

- наименование инвестора (заказчика);
- наименование трубопровода, его производительность;
- предполагаемые сроки строительства и ввода в эксплуатацию;
- намечаемая трасса трубопровода (по материалам изучения топографических карт);
- ориентировочная потребность в земельных, водных и энергетических ресурсах;
- ориентировочная потребность в трубах и других материалах для строительства;
- примерная численность рабочих и служащих;
- возможное влияние проектируемого трубопровода на окружающую среду;
- ориентировочная стоимость строительства, источники финансирования.

Ходатайство (декларация) о намерениях представляется заказчиком на рассмотрение органам исполнительной власти.

По результатам положительного рассмотрения органами исполнительной власти ходатайства (декларации) о намерениях заказчик принимает решение о разработке обоснования инвестиций в строительство.

В состав *второго этапа* проектных работ по обоснованию инвестиций входят:

- основные решения по трубопроводу, включая его производительность и перспективную потребность;
- потребность в необходимых ресурсах для строительства и источники их получения;
- анализ вариантов трасс трубопровода с обоснованием выбранной трассы и краткая ее характеристика;
- сроки и очередность строительства, его организация;

- потребность в трудовых ресурсах;
- стоимость строительства, определяемая по аналогам и укрупненным показателям;
- оценка эффективности инвестиций и уточнение возможных источников их финансирования.

На основании материалов обоснования инвестиций и предварительного согласованного с органами исполнительной власти места расположения трассы производится оформление акта выбора земельных участков трассы и площадок ГРС (ГРП) под строительство.

Следует иметь в виду, что работа по обоснованию инвестиций выполняется, в основном, на основании изучения топографических карт, карт-схем природных компонентов (почвенных, геоботанических, геологических, животного мира и др.).

На *третьем этапе* проектных работ осуществляется разработка технико-экономического обоснования (ТЭО) проекта строительства трубопровода. ТЭО выполняется на основе одобренных обоснований инвестиций в строительство, наличия утвержденного решения о предварительном согласовании места размещения объекта и материалов инженерных изысканий, а также разработки рабочей документации после рассмотрения ТЭО государственной экспертизой и утверждения его в установленном порядке.

Проектная документация разрабатывается преимущественно на конкурсной основе, в том числе через торги подряда (тендер).

Следует иметь в виду, что двойное обозначение стадии (ТЭО и проект), единой по составу и содержанию, принято в целях преемственности действующей законодательной и нормативной базы и совместимости с терминологией, применяемой в зарубежной практике.

В ТЭО (проекте) детализируются решения, принятые в обоснованиях, и уточняются основные технико-экономические показатели.

Детализация решений по трассе трубопровода выполняется, в основном, с использованием данных технических изысканий.

При этом уточняются:

- протяженность трассы трубопровода и ее плановое положение;
- профиль трассы, позволяющий установить окончательное местоположения ГРС (ГРП);
- переходов железных и автомобильных дорог, их техническая характеристика;
- геологические свойства грунтов;
- ведомость угодий, пересекаемых трассой трубопровода, а также другие данные, позволяющие уточнить решения, заложенные в обоснованиях.

Состав работ по ТЭО (проекту) аналогичен перечню, приведенному выше в обосновании инвестиций.

При разработке ТЭО (проекта) помимо детализации технических решений, заложенных в обоснованиях, особое внимание уделяется вопросам:

- обеспечения надежности и экологической безопасности объекта;
- определения показателей эффективности инвестиций в строительство трубопровода.

В процессе разработки ТЭО (проекта) производятся согласования уточненных по материалам изысканий земельных участков под строительство объектов магистрального трубопровода.

После утверждения и одобрения Государственной экспертизой ТЭО (проекта) может разрабатываться тендерная документация, на основе которой участники торгов готовят свои предложения, после чего на конкурсной основе определяется подрядчик строительства трубопровода и начинается разработка рабочей документации.

На основе утвержденной проектной документации производится изъятие уточненных в результате изысканий земель под строительство трубопровода (для постоянного и временного пользования).

Рабочая документация разрабатывается по согласованному с заказчиком графику с учетом установленной утвержденным проектом очередности строительства.

Для технически несложных объектов трубопроводов, строящихся по типовым или унифицированным проектам на основе утвержденных (одобренных) обоснований инвестиций в строительство, может разрабатываться рабочий проект в составе утвержденной части и рабочей документации. Стадийность исполнения проекта устанавливается заказчиком в задании на проектирование.

3 Общие сведения о структуре подачи и распределения природного газа потребителям

Газопроводы системы газораспределения и газопотребления - технологический комплекс газораспределительной системы, состоящий из наружных газопроводов поселений (городских, сельских и других поселений), включая межпоселковые, от выходного отключающего устройства газораспределительной станции (ГРС), или иного источника газа, до вводного газопровода к объекту газопотребления. В газораспределительную сеть входят сооружения на газопроводах, средства электрохимической защиты, газорегуляторные пункты (ГРП, ГРПБ), шкафные регуляторные пункты (ШРП), система автоматизированного управления технологическим процессом распределения газа (АСУ ТП РГ).

3.1 Состав и физические свойства природных газов

Месторождения природного газа в зависимости от состава пластовой продукции условно делятся на газовые и газоконденсатные, газонефтяные и газогидратные.

Газовые - это месторождения, продукция которых не нуждается в дополнительной обработке перед подачей в магистральные газопроводы. Подготовка в этом случае заключается только в извлечении влаги из газа, а в случае необходимости и кислых компонентов. Это сухие газы с содержанием метана до 94 ... 98 %

Газоконденсатные - это такие месторождения, продукция которых должна подвергаться обработке для извлечения из них пентана и высших углеводородов. Это влияет как на схему обработки пластовой продукции, так и на технико-экономические показатели эксплуатации месторождения. В составе газа таких месторождений от 70% до 90% метана (в среднем).

Газонефтяные - имеют газовую шапку и нефтяную оторочку промышленного значения. Содержание метана в таких газах составляет 30 ... 50%.

Газоконденсатонефтяные - месторождения, содержащие газоконденсатную смесь и подстилающую её нефтяную оторочку.

Газогидратные - содержат в продуктивных пластах газ в твёрдом гидратном состоянии, который образуется при определённых давлениях в участках земной коры с пониженной температурой.

Основной компонент природных газов - метан (до 98%). В составе природных газов в значительном количестве содержатся также этан, пропан, бутан, пентан и более тяжелые углеводороды. *В состав газов всегда входят водяные пары и довольно часто такие компоненты, как азот, сероводород, двуокись углерода и гелий.*

В составе природных газов и конденсата (газового) наряду с сероводородом встречаются и другие сернистые соединения, которые разделяются на две группы - активные и неактивные. К активным сернистым соединениям относятся сероводород, элементарная сера, сернистый ангидрид, меркаптаны и т.п. К неактивным соединениям серы -сульфиды, дисульфиды, тиофен и тиофаны. Из сернистых соединений газа наиболее активен сероводород, он вызывает коррозию металлов с образованием сульфидов. Наличие влаги в газе резко усиливает коррозионное действие сероводорода и других кислых компонентов.

Свойства газа определяются свойствами отдельных компонентов, входящих в его состав.

3.1.1 Теплотехнические свойства газа

Теплота испарения - количество тепла, расходуемое на превращение в пар одного килограмма жидкости при температуре ее кипения (ее называют еще скрытой теплотой, т.к. она расходуется не на повышение температуры продукта, а на его испарение).

Средние значения теплоты испарения (в кДж/кг): бензина - 293 ...314; керосина - 230 ... 251; дизельных топлив - 209+213; масел – 167 ... 209.

Теплота конденсации - количество тепла, выделяющееся при конденсации пара в жидкость при той же температуре и численно равное скрытой теплоте испарения.

Теплота сгорания (теплотворная способность) - количество тепла, выделяемое при полном сгорании топлива, МДж/кг (нефть - 42 МДж/кг, мазут - 41 МДж/кг, уголь - 31 МДж/кг, ацетилен - 49 МДж/кг, спирт метиловый - 22 МДж/кг, метан - 50 МДж/кг, этан - 52 МДж/кг, пропан - 46,2 МДж/кг, бутан - 45,8 МДж/кг, природный газ - 34,5 МДж/кг).

Теплота плавления (скрытая) - количество тепла, поглощаемое 1 кг твердого тела, когда оно при температуре плавления превращается в жидкость.

Температура застывания - температура, при которой продукт теряет текучесть. С увеличением содержания в нефтепродукте тяжелых УВ температура застывания уменьшается. Данная характеристика является важным показателем для масел.

Температура кристаллизации - температура, при которой начинается выпадение УВ (в основном парафина), сопровождающееся помутнением нефтепродукта и изменением его вязкостных характеристик.

Зная последние две характеристики, можно правильно выбрать способы хранения и транспортировки продуктов с низкой температурой застывания.

Температура кипения - температура, при которой происходит переход вещества из жидкого состояния в парообразное не только с поверхности вещества (как при испарении), а по всему объему.

Теплоемкость - количество тепла, которое необходимо затратить для нагрева 1 кг вещества на 1°C. В зависимости от того, к какому количеству продукта относится тепло, различают удельную (на единицу массы) и мольную (на один моль). Зная теплоемкость продукта, можно определить необходимое количество тепла на нагревание его до требуемой температуры. Теплоемкость увеличивается с повышением температуры и уменьшением

плотности. В зависимости от условий, при которых происходит процесс для газов и паров различают теплоемкость при постоянном давлении (C_p) и при постоянном объеме (C_v).

Для природного газа среднее значение теплоемкости равно 2,5 кДж/кг·К.

Влагосодержание природных газов. Природный газ в пластовых условиях насыщен парами воды, поскольку газоносные породы всегда содержат связанную, подошвенную или краевую воду. В процессе эксплуатации месторождений значения давлений и температур изменяются. При этом снижение температуры вызывает уменьшение количества водяных паров в газовой фазе, а снижение давления - увеличение их содержания. В самом пласте по мере разработки происходит увеличение влагосодержания газа, т.к. пластовое давление падает при изотермическом режиме. Влагосодержание природного газа - важнейший параметр, который определяет в значительной мере технологические режимы эксплуатации скважин газопромысловых сооружений.

Содержание влаги в газе характеризуют абсолютным и относительным влагосодержанием.

Абсолютное влагосодержание W равно массе водяных паров в единице объёма газовой смеси, приведённой к н.у. (0°C и 0,1 МПа), и измеряется в г/м³ или кг/1000м³.

Относительное влагосодержание W_0 - отношение фактического содержания паров воды в единице объёма газовой смеси при данных давлении и температуре к его максимальному влагосодержанию, т.е. к количеству водяных паров, которые могли бы содержаться в этом же объёме и при тех же условиях при полном насыщении. W_0 измеряется в долях единицы или в процентах.

3.1.2 Измерение объема и плотности газов

Объем газа измеряют в кубических метрах (м^3). В связи с тем, что объем газов значительно изменяется при нагревании, охлаждении и сжатии, для сравнения объемных количеств газа их приводят к нормальным и стандартным условиям.

Нормальными условиями принято считать температуру 0°C ($273,2\text{ K}$) и давление $101,325\text{ кПа}$. На практике за единицу измерения количества газа принимают 1 м^3 газа, взятого при давлении $101,325\text{ кПа}$, температуре 20°C и влажности, равной 0. Эти условия принято считать стандартными. Для пересчета параметров, характеризующих состояние газа, на нормальные или стандартные условия можно использовать следующие формулы:

приведение газа к нормальным условиям

$$V_0 = V_1 \frac{273,2 \cdot P_1}{(273,2 + t) \cdot P_0} \quad (3.1)$$

приведение газа к стандартным условиям

$$V_{20} = V_t \frac{(273,3 + 20) \cdot P_t}{(273,2 + t) \cdot P_0} \quad (3.2)$$

где V_0 - объем газа при нормальных условиях;

V_t - объем газа при заданном давлении и температуре $t, ^\circ\text{C}$;

P_t - давление газа в момент измерения объема газа при температуре $t, ^\circ\text{C}$;

P_0 - нормальное давление газа ($101,325\text{ кПа}$);

$273,2$ - нормальная температура К;

V_{20} - объем газа при стандартных условиях, т.е. при $T=273,2+20=293,2\text{ K}$ и давлении P_0 .

Масса газа в единице объема называется *плотностью*. Применительно к газам плотность имеет размерность $\text{кг}/\text{м}^3$ и определяется обычно при температуре 0°C и давлении $101,325\text{ кПа}$.

Чтобы показать, насколько 1 м^3 данного газа легче или тяжелее 1 м^3 воздуха, определяют относительную плотность. Для этого необходимо плотность газа разделить на плотность воздуха при нормальных условиях.

Федеральный закон № 261 «Об энергосбережении ...» [52] предусматривает повсеместное измерение потребляемого газа и коммунальных ресурсов у потребителей. Тотальная установка приборов учета повышает прозрачность расчетов за потребленные энергоресурсы и обеспечивает возможности для их реальной экономии, прежде всего – за счет количественной оценки от проводимых мероприятий по энергосбережению позволяет определить потери энергоресурсов на пути от источника до потребителя.

Учет расхода газа ведется в кубических метрах приведенным к стандартным условиям.

Рабочие условия - давление и температура газа, при которых выполняют измерение его расхода.

Расход газа, приведенный к стандартным условиям – расход газа, приведенный к следующим условиям: температура $t = 20 \text{ }^{\circ}\text{C}$ ($T = 293,15 \text{ K}$), давление $P = 760 \text{ мм рт. ст.}$ ($101325 \text{ Н/м}^2(\text{Па})$), влажность $0 \text{ \%}$ (далее - стандартные условия) можно определить по формуле 3.2 по измерениям в рабочих условиях.

3.2 Классификация газопроводов систем газораспределения и газопотребления

Газопроводы системы газораспределения и газопотребления в зависимости от величины избыточного давления транспортируемого газа подразделяются на следующие [71]:

1) газопроводы высокого давления I-а категории – при рабочем давлении свыше $1,2 \text{ МПа}$ до $2,5 \text{ МПа}$ (25 кг/см^2) на территории тепловых электрических станций к газотурбинным и парогазовым установкам;

2) газопроводы высокого давления I категории - при рабочем давлении газа свыше 0,6 МПа (6 кг/см²) до 1,2 МПа (12 кг/см²) включительно для природного газа и газозвоздушных смесей и до 1,6 МПа (16 кг/см²) для сжиженных углеводородных газов (СУГ);

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

4) газопроводы среднего давления – при рабочем давлении газа свыше 0,005 МПа (0,05 кг/см²) до 0,3 МПа (3 кг/см²);

5) газопроводы низкого давления – при рабочем давлении газа до 0,005 МПа (0,05 кг/см²) включительно.

Давление газа во внутренних газопроводах и перед газоиспользующими установками должно соответствовать давлению, необходимому для устойчивой работы этих установок, указанному в технических паспортах заводов-изготовителей, но не должно превышать значений, приведённых в таблице 3.1.

Таблица 3.1 - Давление газа во внутренних газопроводах и перед газоиспользующими установками

Потребители газа		Давление газа, МПа
1	2	3
1.	Производственные здания, в которых величина давления газа обусловлена требованиями производства	1,2
2.	Производственные здания прочие	0,6
3.	Бытовые здания промышленных предприятий отдельно стоящие, пристроенные к производственным зданиям и встроенные в эти здания	0,3
4.	Административные здания	0,005

Продолжение табл. 3.1

1	2	3
5.	Котельные: - отдельно стоящие на территории производственных предприятий - то же, на территории поселений - пристроенные, встроенные и крышные производственных зданий - пристроенные, встроенные и крышные общественных, административных и бытовых зданий - пристроенные, встроенные и крышные жилых зданий	1,2 0,6 0,6 0,3 0,005
6.	Общественные здания (кроме зданий, в которых установка газового оборудования требованиями СНиП 2.08.02 не допускается) и складские	0,005
7	Жилые здания	0,0025 ÷ 0,003

3.3 Газораспределительные системы

Разработка проектов газораспределительных систем ведется на основании технических условий на присоединение объекта газового хозяйства к источникам газораспределения, выдаваемых владельцем газовых сетей, и наличия согласования с организацией - разработчиком схемы газоснабжения объекта.

Газораспределительные системы подразделяются по:

- виду газа (природный, СУГ);
- числу ступеней снижения давления газа (одно- и многоступенчатые);
- принципу построения (кольцевые, тупиковые, смешанные).

Выбор системы распределения газа рекомендуется производить в зависимости от объема, структуры и плотности газопотребления поселений, размещения жилых и производственных зон, а также источников газоснабжения (местоположение и мощность существующих и проектируемых магистральных газопроводов, газораспределительных станций (ГРС), газонаполнительных станций (ГНС) и т.д.).

Выбор той или иной газораспределительной системы в проекте должен быть технико-экономически обоснован.

При использовании одно- или многоступенчатой системы распределения газ потребителям подается соответственно по распределительным газопроводам одной или нескольких категорий давления.

Для крупных и средних поселений, как правило, предусматривают многоступенчатые газораспределительные системы.

Для малых городов или отдельных жилых микрорайонов, а также для сельских поселений в качестве наиболее рациональной газораспределительной системы рекомендуется система распределения среднего давления с ШРП у потребителя или группы потребителей.

Одноступенчатые газораспределительные системы низкого давления из-за значительных материаловложений являются целесообразными лишь в малых поселениях с компактной застройкой, расположенных вблизи источника газоснабжения.

В зависимости от величины давления газа в распределительных газопроводах и климатических условий рекомендуется применение ГРП, ГРПБ, как правило, с местными приборами отопления.

Между газопроводами различных категорий давления, входящих в систему газораспределения, как правило, следует предусматривать газорегуляторные пункты (установки).

Принцип построения газораспределительных систем выбирается в зависимости от характера планировки и плотности застройки поселения. Предпочтительными являются смешанные или кольцевые газораспределительные системы, обеспечивающие наиболее равномерный режим давления во всех точках отбора газа из распределительных газопроводов, а также повышающие надежность систем газоснабжения.

При газоснабжении СУГ рекомендуются газораспределительные системы на базе резервуарных установок или станций регазификации.

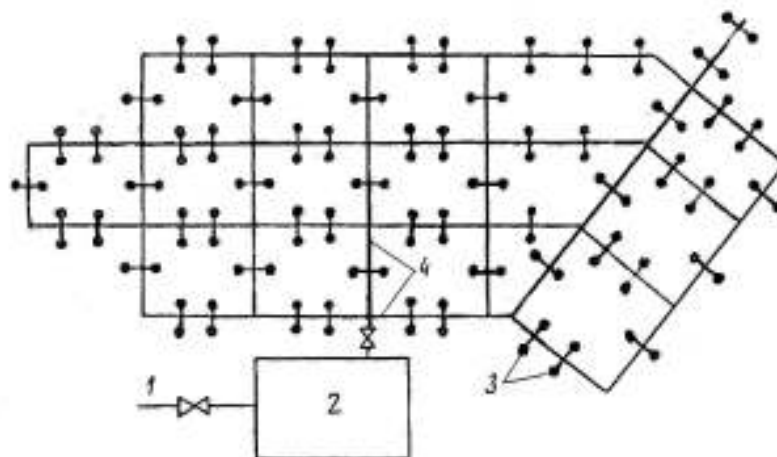
Газораспределительные системы с использованием групповых или индивидуальных баллонных установок СУГ рекомендуется применять только при технической невозможности или экономической нецелесообразности использования резервуарных установок.

В зависимости от давления для распределения газа по городу или населённому пункту применяются системы:

- одноступенчатая (рис. 3.1), представленная газопроводом одного (чаще низкого) давления, обеспечивающая коммунально-бытовых потребителей газом из одной точки (газовый завод или ГРС). Но она имеет ограниченное применение;

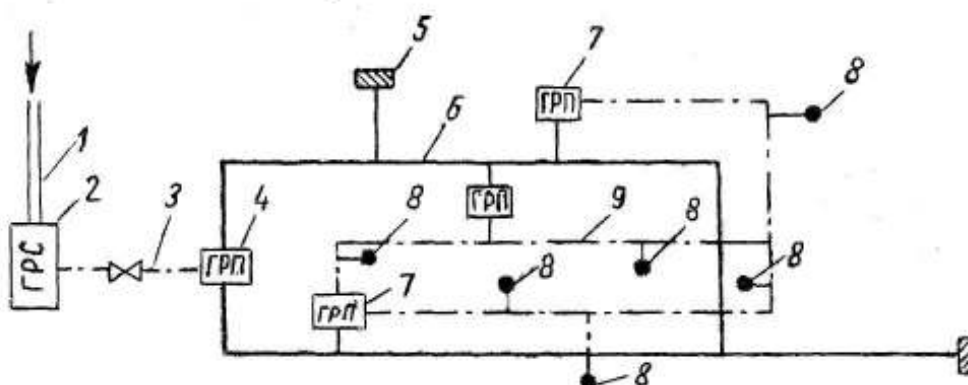
- двухступенчатая (рис. 3.2), которая распределяет и подаёт газ через газопроводы среднего давления III категории (до 0,3 МПа) и низкого давления IV категории (до 0,005 МПа) или высокого давления II категории (до 0,6 МПа) и низкого давления IV категории в любом населённом пункте, обеспечивая более равномерное давление газа низкого давления через ГРП;

- трёхступенчатая (рисунок 3.3), состоящая из сетей низкого, среднего и высокого (до 0,6 МПа) давления. Она используется в Москве и других крупных городах и обеспечивает правильный режим давления газа.



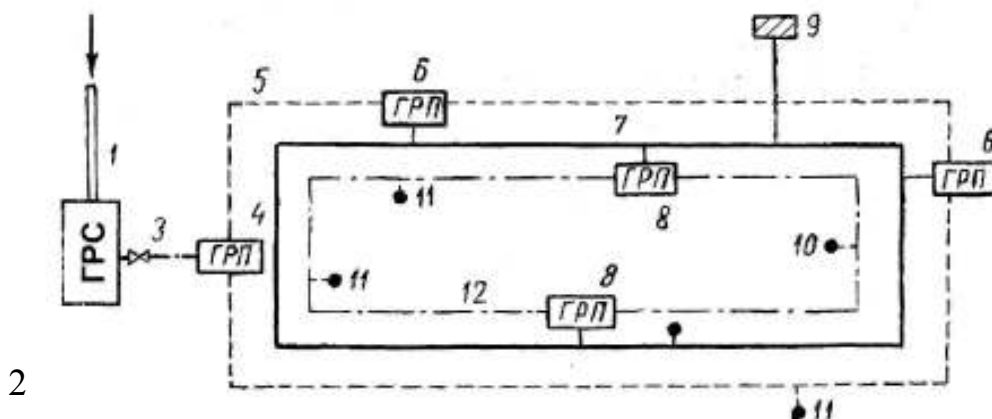
- 1- газопровод среднего или высокого давления;
 2— газорегуляторный пункт конечного низкого давления;
 3 - кольцевые газопроводы низкого давления; 4 – выводы и ответвления к потребителям.

Рисунок 3.1— Схема одноступенчатой системы снабжения газом



- 1 – магистральный газопровод; 2 – газораспределительная станция; 3 – газопровод высокого давления; 4 – газорегуляторный пункт с высокого на среднее давление; 5 – потребители газа среднего давления; 6 – газопроводы среднего давления; 7 – газорегуляторные пункты со среднего на низкое давление; 9 – газопроводы низкого давления

Рисунок 3.2 – Схема двухступенчатой системы снабжения газом



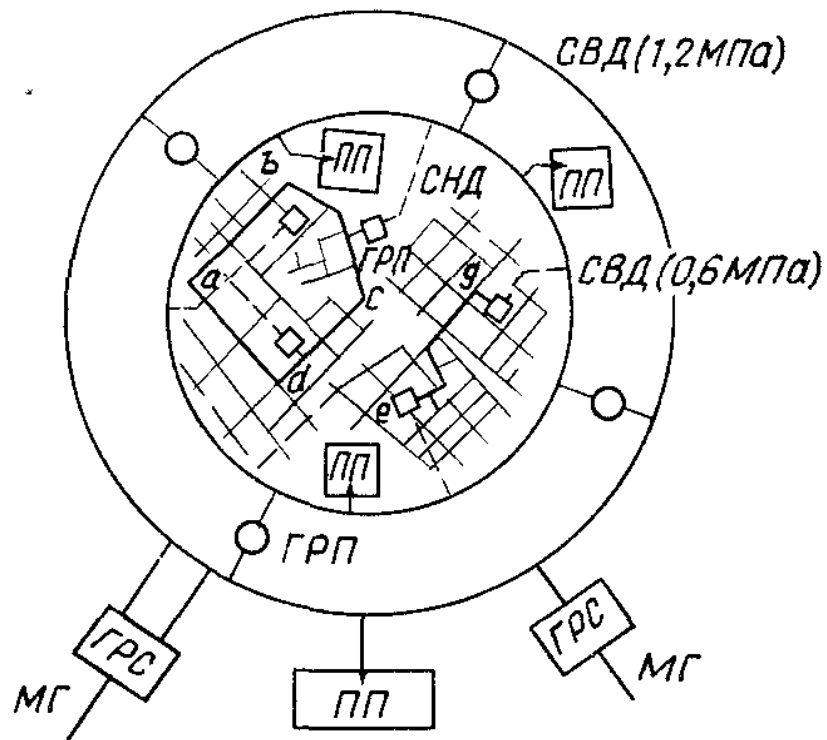
1 – магистральный газопровод; 2 – газораспределительная станция; 3, 5 – газопроводы высокого давления; 4 – газорегуляторный пункт высокого давления; 6 – то же высокого на среднее давление; 7 – газопроводы среднего давления; 8 – газорегуляторный пункт со среднего на низкое давление; 9 – потребители газа среднего давления; 10 – то же, низкого давления; 11 – то же, высокого давления; 12 - газопроводы низкого давления

Рисунок 3.3 – схема трехступенчатой системы снабжения газом

Газ поступающий на ГРС имеет давление 10 ... 1,0 МПа, а на выходе 1,2 МПа, 0,6 МПа, 0,3 МПа. На выходе ГРС имеется пункт замера газа и электроизолирующая станция. Считается, что ГРС входит в состав магистрального газопровода, то после электроизолирующей вставки газопровод относится к распределительным сетям.

Кроме того, в крупных городах с развитой промышленностью и ТЭЦ применяется многоступенчатая схема газоснабжения, в которую газ подаётся по газопроводам низкого, среднего, высокого I категории (до 1,2 МПа) и даже I-а категории (свыше 1,2 МПа) давления.

Принципиальная схема распределительной системы газоснабжения крупного города приведена на рисунке 3.4



СВД – сеть высокого давления, СНД – сеть низкого давления,
 ПП - промышленное предприятие, ГРП – газорегуляторный пункт

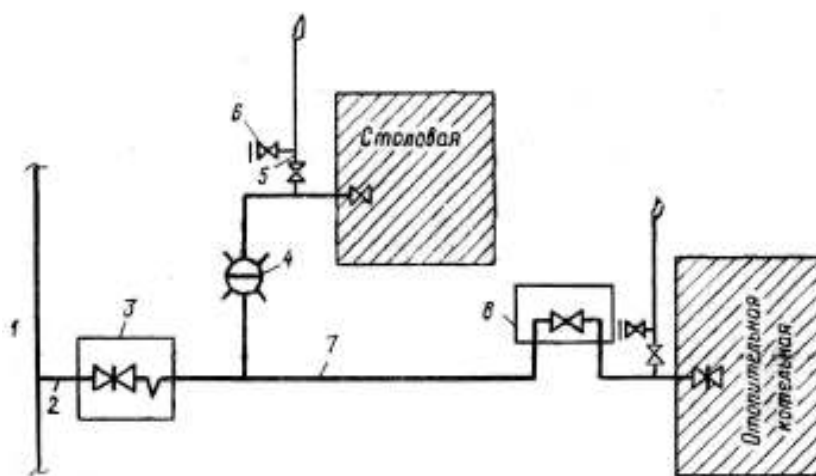
Рисунок 3.4 - Принципиальная схема распределительной системы газоснабжения крупного города.

Из магистральных газопроводов газ через ГРС поступает в городские распределительные сети разного давления (рис.3.4). Крупные города имеют несколько независимых точек питания и несколько ГРС, что повышает надежность системы газоснабжения и гибкость ее в эксплуатации. Газопроводы высокого давления необходимо прокладывать по окраинам города. ГРС размещают в местах подвода магистральных газопроводов за пределами селитебной территории города.

Питание газораспределительных систем [70] осуществляется через ГРС, природный газ на которые поступает по отводам от магистральных газопроводов.

Мелкие коммунально-бытовые предприятия с небольшим расходом газа и тепло-агрегатами, работающими на газе низкого давления (фабрики-

кухни, столовые, встроенные отопительные котельные с секционными котлами и др.), как правило, присоединяются к газопроводам низкого давления (рисунок 3.5).



- 1 – городской распределительный газопровод низкого давления; 2 – ввод газопровода;
 3 – задвижка с компенсатором в глубоком колодце; 4 – гидравлический затвор;
 5 – продувочный газопровод; 6 – штуцер с краном и пробкой для взятия пробы;
 7 - подземные междоуличные (дворовые) газопроводы низкого давления;
 8 – кран в мелком колодце.

Рисунок 3.5 - Схема газоснабжения предприятия от городского газопровода низкого давления

Схема газоснабжения состоит из ввода газопровода на территорию предприятия с общим отключающим устройством, междоуличных газопроводов с отключающими устройствами перед каждым цехом, продувочных газопроводов и таких элементов, как контрольные трубки, конденсатосборники (для влажных газов), компенсаторы и др.

Общее отключающее устройство (задвижку) устанавливают на вводе газопровода. Оно предназначено для отключения подачи газа при ремонте или аварии системы газоснабжения. Размещается оно на городской территории (улице) и находится в ведении соответствующего региона ООО «Газпром газораспределение».

Продувочные газопроводы предназначены для удаления воздуха и газовоздушной смеси и заполнения системы чистым газом.

Средние крупные промышленные предприятия присоединяются к городским (поселковым) газопроводам среднего и ли высокого давлений (рис. 3.6).

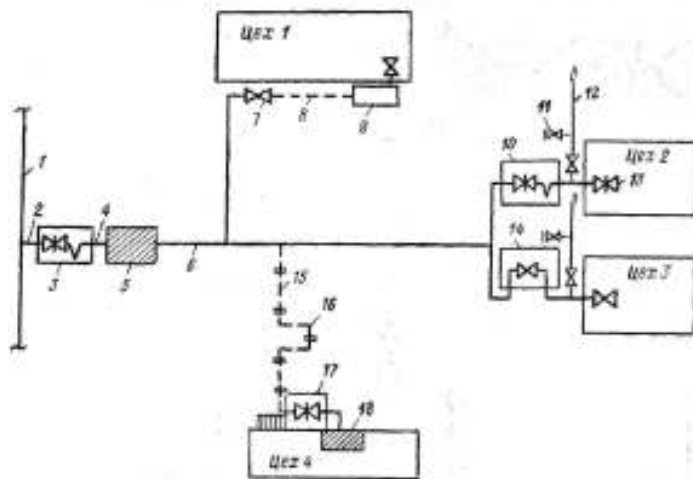


Рисунок 3.6 - Схема газоснабжения промышленного предприятия от городских газопроводов среднего или высокого давления

Условно принято, что в цехах 2 и 3 теплоагрегаты работают на газе среднего давления, а в цеха 1 и 4 – на газе низкого давления. Поэтому после общего отключающего устройства на межцеховом газопроводе высокого давления газа установлен ГРП, снижающий высокое давление до среднего, необходимого тепло-агрегатам цехов 2 и 3 с учётом потерь давления. В цехах 1 и 4 для использования газа низкого давления дополнительно установлены ГРУ.

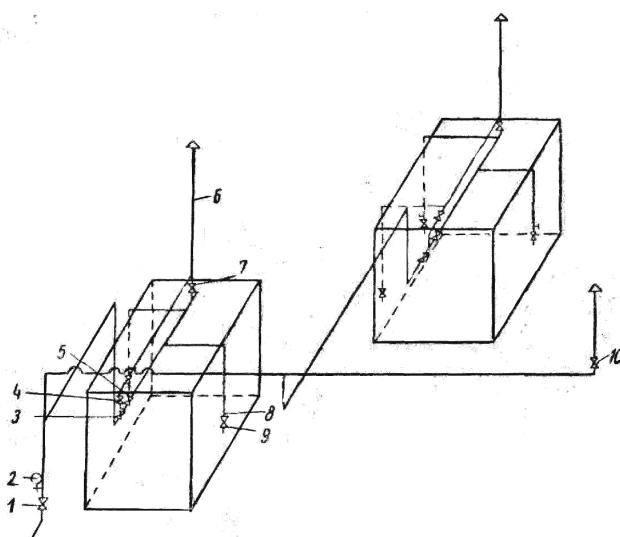


Рисунок 3.7 – Схема внутренней разводки газа в цехе

На рисунке 3.7 показана разводка газа в цехе. На вводе газопровода в цех установлена задвижка 1 и манометр 2 для определения давления газа. Перед горелками имеются две задвижки: одна - рабочая 5 перед самой горелкой, вторая – отключающая 3 на некотором расстоянии от первой. Между рабочей и отключающей задвижками к газопроводу присоединён газопровод безопасности с краном 4. Последний выводится из цеха наружу через свечу 6, имеющую кран 7. Установлены также кран, горелки 9 и штуцер для запальника 8, предохранительный клапан 10.

4 Газораспределительные станции

Газ из магистральных газопроводов поступает в городские, поселковые и промышленные системы газоснабжения через газораспределительные станции (ГРС). На ГРС давление газа снижают до величины, необходимой для потребителя и поддерживают его постоянным. Все оборудование ГРС рассчитывают на максимально возможное давление газа в магистральном газопроводе.

ГРС характеризуется большими пропускными способностями (от одной до 200 тыс. м³ газа в час и более). Поэтому дросселирование газа на них осуществляется в нескольких нитках, на каждой из которых устанавливают соответствующий регулятор давления [83].

На ГРС газ подвергается дополнительной очистке в пылеуловителях или на фильтрах и одоризации, а при необходимости и подогреву, что позволяет исключить гидратообразование при дросселировании. Температура подогрева должна быть такой, чтобы влагосодержание насыщенного газа не опускалось ниже точки росы газа, поступающего на ГРС.

Расход газа на ГРС определяется с помощью диафрагмы или расходомера, представляющего собой дифманометр. Кроме того, на ГРС предусматривается защитная автоматика.

В настоящее время в основном эксплуатируются автоматизированные газораспределительные станции. Блочно-комплектные автоматизированные ГРС (БК АГРС) комплектуются и собираются на заводах и после испытаний в виде крупных транспортабельных блоков, состоящих из оборудования, ограждающих конструкций, систем управления и защиты, поставляются на строительные площадки. После установки блоков на проектные отметки, сборки внутренних соединительных трубопроводов, присоединения к внешним коммуникациям вводятся в эксплуатации без разборки и ревизии.

Параметрический ряд БК АГРС включает в себя следующие типоразмеры [82]:

- на входное давление 5,6 МПа производительностью (тыс. м³/ч): 1; 3; 10; 40; 80; 40/80; 160; 80/80; 200; 40/160; 300; 100/20; 600; 40/40;
- на входное давление 7,5 МПа производительностью 3; 5; 25; 40; 80; 40/40; 40/80; 100; 80/80.

В таблице 4.1 приведены технические характеристики БК АГРС

Таблица 4.1 - Технические характеристики БК АГРС

Тип, марка ГРС	Производительность, тыс. м ³ /ч	Число блоков	Общая масса ГРС, т	Давление на входе и выходе, * МПа	Трудозатраты на стройплощадке, чел.-ч	Продолжительность строительства, дней
АГРС1	1	3	4,8	1—5,5 / 0,02; 0,03	245	10
АГРС 3	3	5	9,4	1,2—5,5/0,3 1,2	700	15
АГРС 10	10	5	15	1,2—5,6/0,3; 1,2	820	17
ГРС 10-150	10-150	5	25	1,2—6,4/0,3; 0,6; 1,2	250	12

Примечание: в числителе — давление на входе, в знаменателе — на выходе.

4.1 Особенности устройства и оборудование блочных ГРС

АГРС 1. Газораспределительная станция состоит из трех блоков: блока отключающих устройств, блока подогревателя газа и блока редуцирования. Каждый блок монтируется на жесткой металлической раме. Оборудование блоков размещается в металлических шкафах. Две двустворчатые двери шкафа обеспечивают свободный доступ ко всем узлам и оборудованию управления АГРС.

В шкафу блока отключающих устройств расположены входной и выходной трубопроводы со смонтированными на них запорными кранами, обводной линией с вентилями, предохранительными клапанами и фильтром. На торце блока установлен одоризатор газа. На входных концах трубопроводов установлены изолирующие фланцы.

В верхней части шкафа блока подогревателя смонтированы основные узлы подогревателя: огневая камера, горелка, змеевик. Стенки огневой камеры футерованы огнеупорным кирпичом. В торцевой стенке огневой камеры находятся горелки инфракрасного излучения.

В зоне излучения горелок расположен змеевик, по которому протекает подогретый газ. Температура подогретого газа контролируется электроконтактным термометром. Газ на питание горелок с давлением 0,013 МПа подается из блока редуцирования.

Блок редуцирования газа расположен в металлическом шкафу с тремя двустворчатыми дверями. В шкафу блока размещены две редуцирующие (регулирующие) нитки (два трубопровода), ротационный счетчик газа, сбросной клапан, щит с электроконтактными манометрами и щит автоматики защиты. На каждой редуцирующей нитке смонтирован кран с пневмоприводом на входе, регулятор давления газа и кран с ручным приводом на выходе.

АГРС 3. Состоит из 5 блоков: редуцирования, переключения, одоризации, сигнализации, подогрева. Назначение и конструктивное оформление блоков редуцирования, переключения и подогрева газа аналогичны блокам АГРС 1.

Блок сигнализации представляет собой строительную конструкцию — блок-бокс. Помещение блок-бокса позволяет обслуживать приборы сигнализации с заходом оператора внутрь блок-бокса.

В блоке редуцирования расположен узел защиты редуцирующих ниток и сети потребителя от недопустимого повышения выходного давления. В состав узла защиты входят:

- щит, в котором размещены датчик номинального выходного давления и элементы логической схемы;
- узлы управления пневмоприводными кранами редуцирующих ниток;
- устройство конечных выключателей, осуществляющее контроль за полным переключением пневмоприводных кранов, а также отключающее пневмоприводы кранов высокого давления после их переключения. Конечные выключатели располагаются на пневмоприводных кранах.

Датчик номинального выходного давления настроен на срабатывание при давлении 0,3; 1,2 МПа. Датчик низкого давления настроен на срабатывание при давлении газа на выходе из АГРС 3, равном $0,9 P_{\text{номинальное}}$. Датчик выходного давления настроен на срабатывание при давлении газа на выходе, равном $1,1 P_{\text{номинальное}}$. При нормальной работе АГРС отклонение давления на выходе от номинального не достигает значения, на которое настроены датчики.

На выходах редуцирующих ниток расположены краны с ручным приводом, предназначенные для отключения редуцирующих ниток при ремонтах. Предохранительный клапан, установленный на выходном коллекторе блока редуцирования, обеспечивает защиту оборудования, расположенного на стороне низкого давления, от возможного аварийного повышения давления при закрытых кранах блока переключения.

Замер газа осуществляется с помощью камерной диафрагмы, установленной на расходомерной нитке после блока редуцирования.

Одоризация газа в данной АГРС производится автоматически и пропорционально расходу газа, аналогично данному процессу в АГРС 1. Основой блока одоризации является универсальный одоризатор газа.

АГРС 3 оборудована дистанционной аварийной системой сигнализации. Аварийная система сигнализации предназначена для контроля за режимом работы основных узлов АГРС 3 и автоматической передачи в пункт обслуживания аварийно-предупредительного сигнала при следующих нарушениях работы АГРС:

- недопустимом увеличении или уменьшении давления газа на выходе АГРС;
- уменьшении давления газа на входе ниже 1,2 МПа;
- переключении редуцирующих ниток;
- недопустимом увеличении или уменьшении температуры газа;
- нарушении нормальной работы одоризатора;
- отключении сети основного электропитания переменного тока и переходе на аварийное электропитание.

Контроль за режимом работы АГРС 3 осуществляется с помощью датчиков. Датчики кабельными линиями связаны с передающим блоком устройства дистанционной аварийной сигнализации. В передающем блоке сигналы, поступающие от датчиков при нарушении нормального режима работы АГРС 3, объединяются в общий нерасшифрованный сигнал, который по линии связи передается в пункт обслуживания АГРС.

АГРС 10. Аналогично АГРС 3 состоит из блоков: редуцирования, переключения, одоризации, сигнализации, подогрева. Конструктивное оформление блоков не отличается от оформления блоков АГРС 3. Как видно из табл. 4.1, АГРС 10 отличается большей производительностью и массой.

Технологические блоки АГРС 10 устанавливаются на фундаментах, конструкцию которых выбирают в зависимости от характеристики грунта и уровня грунтовых вод. На твердых и средних грунтах сооружают сборные фундаменты из железобетонных плит, а на болотистых свайные. Для удобства обслуживания технологические блоки располагаются на площадке так, чтобы стороны блоков, на которые выходят элементы управления и настройки, были обращены к внутримплощадочному проезду.

ГРС 10-150, БК ГРС, шкафные АГРС. ГРС 10-150 состоит из следующих блоков: редуцирования с помещением КИПиА, очистки, переключения, подогревателя газа. Блоки ГРС монтируются из унифицированных узлов. Разработано четыре типоразмера узлов входа и очистки газа; семь типоразмеров узлов редуцирования; пять типоразмеров узлов расходомерной нитки I потребителя; четыре типоразмера узлов расходомерной нитки II потребителя. Из указанного числа узлов комплектуются блоки ГРС производительностью от 10 до 150 тыс. м³/ч.

Блок переключения смонтирован на металлической раме. Он может быть установлен на открытом воздухе или в помещении из легких панелей заводского изготовления. В состав блока входят:

- входной и выходной газопроводы со смонтированными на них пневмокранами;
- кран продувки входного газопровода;
- предохранительные клапаны;

- обводная линия ГРС с кранами;
- установка одоризации газа;
- расходомерные диафрагмы;
- соединяющие трубопроводы; свеча;
- импульсные трубопроводы;
- изолирующие фланцы,

Блок очистки смонтирован также на металлической раме. В состав блока входят:

- пылеуловители с коллекторами и подводящими трубопроводами с установленными на них кранами;
- узел сбора конденсата с емкостью или продувочный циклон (при отсутствии конденсата), устанавливаемый у свечи;
- соединительные трубопроводы.

Блок редуцирования газа выполнен в двух вариантах; с размещением оборудования в помещении или на открытом воздухе.

Помещение КИПиА, входящее в состав блока редуцирования, представляет собой транспортабельное здание — блок-бокс заводского изготовления. В нем размещаются: оборудование системы КИПиА; АГВ-120; оборудование системы сигнализации.

Блоки ГРС 10-150 устанавливаются на железобетонные опорные плиты, уложенные на щебеночную подготовку; соединительные трубопроводы — на опорные фундаментные столбики из сборного железобетона,

Обслуживание ГРС надомное, двумя операторами, для которых сооружается двухквартирный жилой дом или выделяются две квартиры в общем жилом доме, куда от ГРС выводится аварийная сигнализация. Дом операторов располагается на расстоянии 300—600 м от ГРС.

Газораспределительные станции производительностью свыше 150 м³/ч (БК ГРС) состоят (в зависимости от производительности) из:

- двух-четырех блок-контейнеров редуцирования;
- блока очистки;
- двух блоков отключения;

- одоризационной установки;
- блока сбора конденсата;
- узла замерных диафрагм, узла свечи.

Для исключения гидратообразования при редуцировании газа предусматривается обогрев блок-контейнеров редуцирования. Блок очистки устанавливается на металлической раме на открытом воздухе и включает в себя: два и более сухих циклонных пылеуловителя в зависимости от производительности ГРС, обвязочные трубопроводы и запорную арматуру. Блок переключения, устанавливаемый на открытом воздухе, состоит из регулирующей и запорной арматуры.

Для снабжения газом компрессорных станций, близлежащих жилых поселков и других сравнительно небольших населенных пунктов может применяться шкафная ГРС производительностью 5—6 тыс. м³/ч при входном давлении 2,5—4 МПа. Станция состоит из двух блоков; блока редуцирования и замера газа и блока отключающих устройств.

Блок редуцирования и замера газа размещается в отапливаемом металлическом шкафу. На глухой торцевой стенке шкафа подвешивается шкаф с регуляторами давления. Блок отключающих устройств располагается на открытой площадке. Оба блока монтируются на железобетонных плитах и устанавливаются на площадке со щебеночной подготовкой. Блоки поступают на площадку укомплектованными КИП, трубными разводками, осушителями газа, питающего КИП, нагревательными приборам.

При необходимости такие ГРС могут использоваться попарно, при этом их производительность составит 15—18 тыс. м³/ч.

4.2 Пункт редуцирования газа

На ГРС устанавливают как регуляторы прямого, так и непрямого действия, которые автоматически поддерживают постоянное давление в точках отбора независимо от интенсивности потребления газа. Эти приборы являются основными на газораспределительных станциях.

Регуляторы давления выбирают в зависимости от давления и расхода газа по величине коэффициента пропускной способности K_v . При докритическом режиме течения газа через регулятор, т. е. при $P_2/P_1 \geq 0,5$

$$k_v = \frac{Q}{514 \cdot Z \sqrt{(P_1 - P_2) P_1 / [\rho(273 + t)]}}; \quad (4.1)$$

при критическом течении газа, т.е. при $(P_2/P_1 < 0,5)$

$$k_v = \frac{Q}{280 \cdot P_1 \sqrt{1 / [\rho(273 + t)]}}, \quad (4.2)$$

где Q – пропускная способность ГРС (при стандартных условиях) $\text{м}^3/\text{ч}$, точнее, – редуцирующей нитки, количество которых на ГРС принимается не менее 2-х (одна из них резервная);

P_1, P_2 – абсолютные давления газа до и после регулятора, $\text{кг}/\text{см}^2$ (см. ниже, формулу 4.3);

ρ – плотность газа при нормальных условиях, $\text{кг}/\text{м}^3$;

z – коэффициент сжимаемости газа при условиях входа в клапан. При $(P_1 - P_2)/P_1 \leq 0,08$ коэффициент сжимаемости $z = 1$;

при $(P_1 - P_2)/P_1 > 0,08$ коэффициент сжимаемости равен

$$z = 1 - 0,46 ((P_1 - P_2)/P_1).$$

Абсолютное давление газа

$$P = P_{\text{ман.}} + P_{\text{атм.}}, \quad (4.3)$$

где $P_{\text{ман.}}$ – манометрическое (избыточное) давление газа;

$P_{\text{атм.}}$ – атмосферное давление воздуха на высоте расположения ГРС над уровнем моря (см. таблицу 4.2).

Таблица 4.2- Некоторые параметры стандартной атмосферы [76]

Высота, м	Температура Т, °С	Давление Р, Мпа	Плотность ρ , кг/м ³	Скорость звука, м/с	Кинематическая вязкость $\nu \cdot 10^5$, м ² /с
–1000	21,5	0,11617	1,3469	344,1	1,3517
–800	20,2	0,11351	1,3219	343,4	1,3726
–600	18,9	0,11089	1,2972	342,6	1,3939
–400	17,6	0,10831	1,2726	341,8	1,4160
–200	16,3	0,10579	1,2486	341,1	1,4382
0,0	15,0	0,10332	1,2250	340,3	1,4607
200	13,7	0,10090	1,2017	339,5	1,4839
400	12,4	0,09852	1,1787	338,8	1,5075
600	11,1	0,09618	1,1560	338,0	1,5316
800	9,8	0,09389	1,1337	337,2	1,5562
1 000	8,5	0,09165	1,1117	336,4	1,5812
1 200	7,2	0,08945	1,0901	335,7	1,6068
1 400	5,9	0,08730	1,0688	334,9	1,6328
1 600	4,6	0,08517	1,0476	334,1	1,6598
1 800	3,3	0,08310	1,0269	333,3	1,6869
2 000	2,0	0,08106	1,0066	332,5	1,7146
3 000	–4,5	0,07151	0,9094	328,6	1,8624
4 000	–11,0	0,06287	0,8194	324,6	2,0271
5 000	17,5	0,05511	0,7365	320,5	2,2103
10 000	–50,0	0,02701	0,4136	299,4	3,5232

Диаметр редуцирующих ниток определяют по формуле:

$$d = 2\sqrt{\frac{q}{\pi \cdot w}}, \text{ м} \quad (4.4)$$

Так как внутренний диаметр трубы, определённый по (2.4), как правило, отличается от диаметров труб, выпускаемых промышленностью, по табл. В.3.3 следует принять трубу, ближайшую расчётному диаметру, и для принятой трубы выполнить механический расчёт с целью определения её толщины стенки.

В формуле(4.4) $\pi = 3,14\dots$;

w – скорость газа в редуцирующей нитке, м/с – см. ниже, формулу (4.8);

q – пропускная способность редуцирующей нитки в рабочих условиях, м³/с

$$q = \frac{Q}{3600} \cdot \frac{P_{cm} T}{P T_{cm}} \cdot Z, \quad (4.5)$$

где P – абсолютное давление в редуцирующей нитке, т.е. до клапана $P = P_1$, после клапана $P = P_2$, соответственно и температуры газа: до клапана $T = T_1$, после клапана $T = T_2$. T_2 определяют по рисунку 4.2;

z –коэффициент сжимаемости, соответственно при условиях P_1, T_1 и P_2, T_2 . При давлениях менее 3 кг/см² $Z = 1,0$;

Коэффициент сжимаемости определяется по формуле (4.6) или по рисунку 4.1

$$z = 1 - 0.4273 P_{np} \cdot T_{np}^{-3.688}, \quad (4.6)$$

где P_{np} и T_{np} - соответственно приведённые давления и температура газа;

$$P_{np} = P/P_k; \quad T_{np} = T/T_k, \quad (4.7)$$

где P – абсолютное давление газа в газопроводе, сосуде и т.п., см. ф.(4.3);

P_k – критическое давление газа (таблица 4.1);

T – рабочая температура газа в газопроводе, сосуде и т.п.;

T_k – критическая температура газа (таблица 4.1).

Пропускную способность регулятора рекомендуется выбирать на 15...20 % больше максимальной расчетной величины.

Скорость газа в редуцирующей нитке определяют по формуле

$$w = 4 \cdot q / (\pi \cdot d_{np}^2) = 4 \frac{Q}{3600} \cdot \frac{P_{cm} T}{P T_{cm}} \cdot Z / (\pi \cdot d_{np}^2), \text{ м/с} \quad (4.8)$$

где d_{np} - внутренний диаметр принятого по [20] газопровода.
Остальное см. (4.5).

Однако следует помнить, что диаметры редуцирующих ниток до клапана и после него различные вследствие разных входного и выходного давлений газа.

Таблица 4.3 - Теплоёмкости и некоторые физические константы газов [75]

Газ	Молярная масса, кг/кмоль	Плотность по воздуху	Критическое давление, Мпа	Критическая температура, К	C_p , ккал/(кг·°C) при 0÷100°C	C_v , ккал/(кг·°C) при 0÷100°C
Метан	16,042	0,554	4,641	190,55	0,517–0,585	0,393–0,461
Этан	30,068	1,049	4,913	305,50	0,393–0,494	0,327–0,428
Пропан	44,094	1,562	4,264	369,80	0,370–0,482	0,325–0,437
н-Бутан	58,120	2,091	3,796	425,17	0,380–0,484	0,346–0,450
н-Пентан	72,146	2,480	3,374	469,78	0,381–0,484	0,353–0,456
Азот	28,016	0,97	3,396	126,25	0,248–0,249	0,177–0,178
Кислород	32,000	1,104	4,876	154,18	0,219–0,223	0,156–0,161
Сероводород	34,900	1,190	8,721	373,56	0,237–0,245	0,178–0,186
Углекислый газ	44,011	1,525	7,382	304,19	0,195–0,218	0,15–0,173
Водород	2,02	0,069	1,256	33,10	3,390–3,451	2,405–2,466
Гелий	4,000	1,136	0,222	5,00	1,25 (18°C)	–
Воздух	28,966	1,000	3,780	132,46	0,240–0,241	0,171–0,173

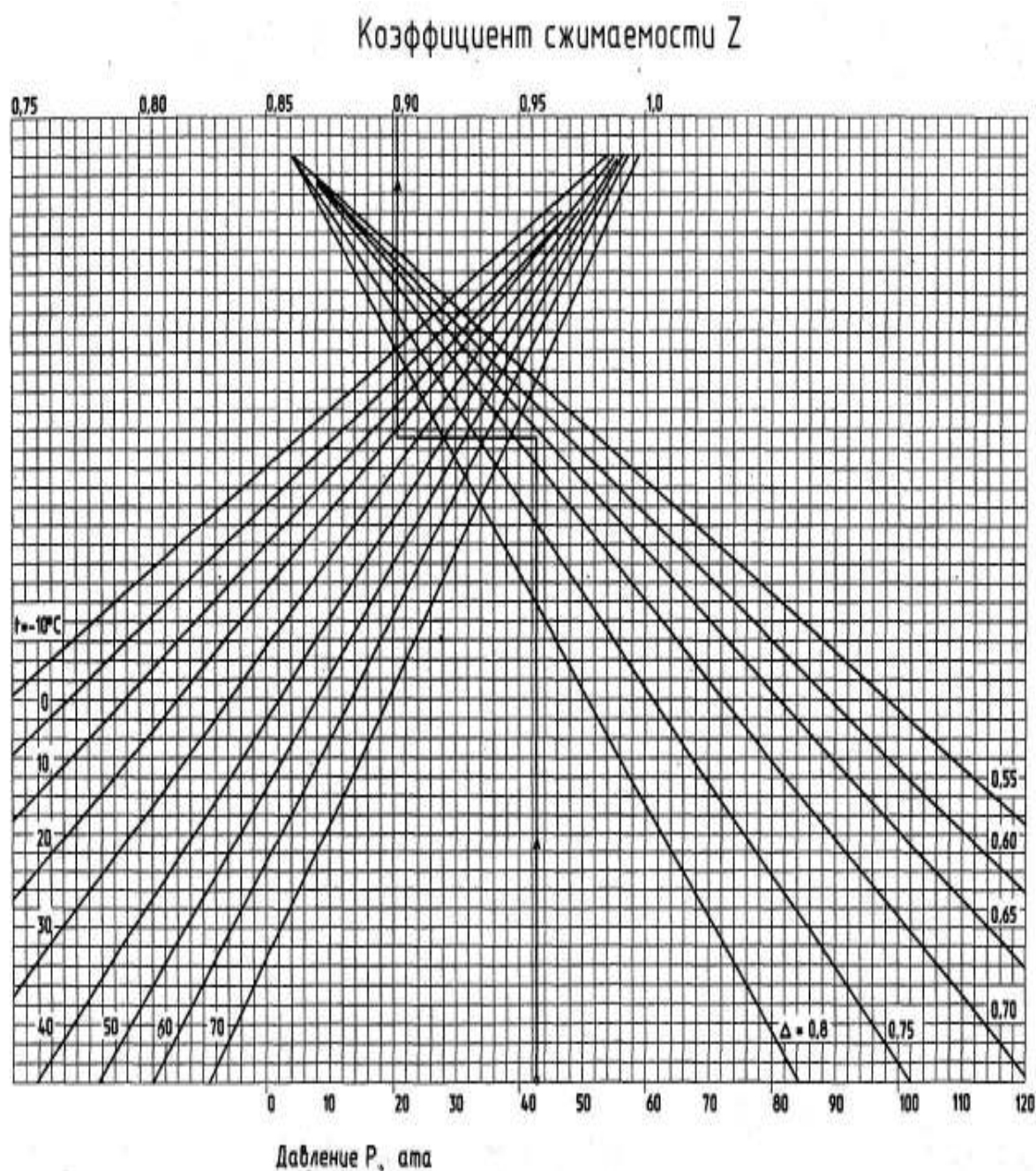


Рисунок 4.1 Определение коэффициента сжимаемости природного газа в зависимости от температуры и его относительной плотности.

4.3 Подогрев газа

Снижение давления газа на ГРС приводит к значительному его охлаждению, что может привести к образованию гидратов, обмерзанию регулирующих клапанов, запорной арматуры, приборов и трубопроводов. Это осложняет условия эксплуатации ГРС, нарушают нормальный режим ее работы. Для предупреждения и исключения эффекта образования

кристаллогидратов углеводородов при дросселировании газа последний подогревают в теплообменниках с необходимой поверхностью теплообмена. В качестве теплоносителя используют горячую воду или продукты сгорания газа. При расчете используют зависимость влагосодержания d насыщенного природного газа от давления и температуры. Чтобы исключить гидратообразование, газ необходимо подогреть на такую величину Δt , чтобы кривая влагосодержания насыщенного газа при дросселировании лежала выше влагосодержания насыщенного газа, поступающего на ГРС.

Температура газа после регулятора давления определяется по формуле:

$$T_2 = T_1 - (P_1 - P_2) \cdot D_i - \frac{w_2^2 - w_1^2}{2 \cdot c_p}, \quad (4.9)$$

где T_1 – температура газа, поступающего на ГРС, К;

P_1 – давление газа на вход в ГРС, МПа;

P_2 – давление газа после регулятора давления;

D_i – коэффициент Джоуля-Томпсона. $D_i = f(P, T, \Delta)$.

Для ориентировочных расчетов можно принять $D_i = 5,5 \text{ К/МПа}$.

Значения c_p определяют по таблице 4.3.

Расчет поверхности теплообменника производится следующим образом.

Определяется количество теплоты Q (Дж/с), необходимое для нагрева газа

$$Q = Q_0 \cdot \rho_0 \cdot c_p \cdot \Delta T, \quad (4.10)$$

где Q_0 – секундный расход газа через ГРС (теплообменник), $\text{м}^3/\text{с}$;

ρ_0 – плотность газа при нормальных условиях, $\text{кг}/\text{м}^3$;

c_p – удельная массовая теплоемкость газа, $\text{Дж}/(\text{кг} \cdot \text{К})$;

$$\Delta T = T_1 - T_2, \text{ К}, \quad (4.11)$$

где $T_1 - T_2$ можно определять по графику рис. 4.2.

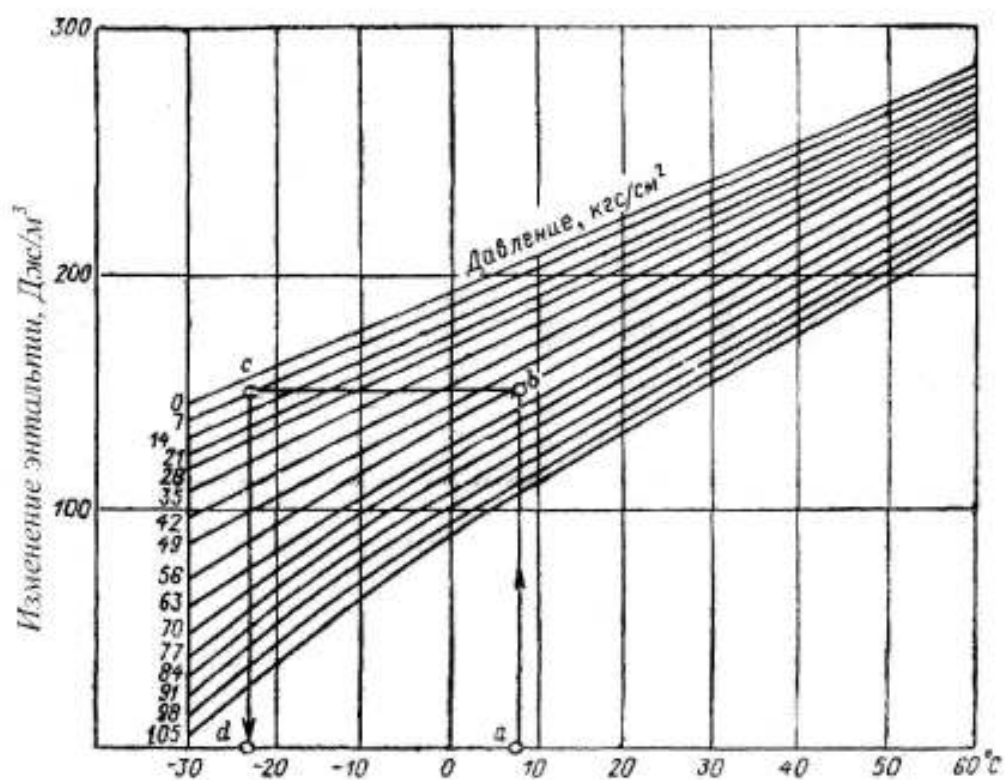


Рисунок 4.2 - Определение температуры газа при его дросселировании

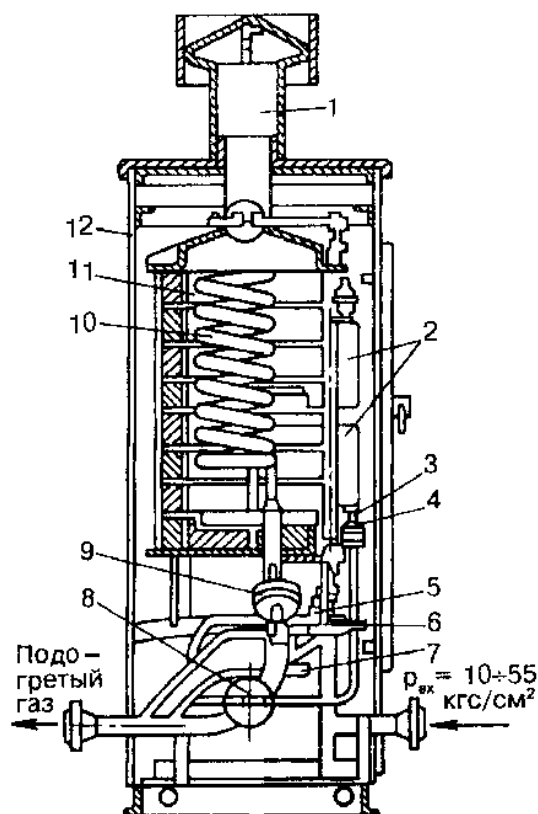
Для общего подогрева газа применяют огневые и водяные подогреватели. Водяные подогреватели представляют собой теплообменные аппараты кожухотрубного типа (рис. 4.3). В таблице 4.4 даны характеристики подогревателей газа.

Таблица 4.4 – Основные технические данные подогревателей

Параметры	Тип подогревателя	
	9ПГ63-3м	3ПГ64-2м
Рабочее давление, МПа	1,2 – 5,5	1,2 – 5,5
Площадь теплообменника, м ²	9,6	3,0
Температура газа, К		
на входе, минимальная	268	268
на выходе	271 ... 288	271 ... 288
Температура воды, К		
на входе в подогреватель	368	363
на выходе из подогревателя	343	308
Количество трубок	42	15

Подогреватель газа в автоматизированных ГРС смонтирован на сварной раме. Все узлы его размещены в металлическом шкафу с двустворчатой дверью, обеспечивающей свободный доступ ко всем узлам и органам управления обогревателя.

Огневые подогреватели одинаковы по конструкции (рис. 4.3), отличаются техническими данными. Основные элементы этих подогревателей: огневая камера (состоит из основания, боковых и торцевых стенок, крышки), змеевик, горелка, байпасная линия, установка термобаллонов, контрольно-запальное устройство, дымовая труба с дефлектором, блок автоматики контрольно-запального устройства и автоматика регулирования (включает в себя отсекающий, фильтр, регулятор давления, регулятор температуры, сбросной и электромагнитный клапаны, терморегулятор).



- 1 – дефлектор; 2 – горелки; 3 – запальник; 4 – термopapa; 5- регулятор давления;
 6 – электромагнитный клапан; 7 – датчик; 8,9 – терморегуляторы; 10 – змеевик;
 11 – огневая камера; 12 – шкаф

Рисунок 4.3 – Подогреватель АГРС – 1/3

Горелки инфракрасного излучения вмонтированы в торцевую стенку огневой камеры. Зажигание горелок осуществляется запальником. В зоне излучения горелок расположен змеевик, по которому проходит газ.

Для поддержания температуры газа в заданных пределах (от 5 до 60° С) на выходе из подогревателя установлен терморегулятор. В случае погасания пламени запальника подогревателя газа на диспетчерский пункт линейно-производственного управления или в дом оператора датчиком подается сигнал «авария». Кроме того, при погасании пламени запальника установленный в подогревателе электромагнитный клапан перекрывает поступление топливного газа к горелке.

5 Устройство подземных, надземных и наземных газопроводов

5.1 Устройство подземных газопроводов

Уличные распределительные газопроводы, как правило, выполняются подземными. Надземная прокладка газопровода применяется на территориях предприятий и с разрешения органов архитектурного надзора при сооружении внутриквартальных (дворовых) газопроводов.

Подземные газопроводы являются скрытыми сооружениями, и это в сочетании с опасными свойствами транспортируемого по ним газа предъявляет особые требования к обеспечению их сохранности и плотности. Поэтому газопроводы сооружаются из стальных труб на сварке, а резьбовые и фланцевые соединения допускаются только в местах установки арматуры.

Газопроводы осушенного газа в непучинистых и слабопучинистых грунтах допускается прокладывать в зоне промерзания грунта на глубине не менее, м: под совершенными дорожными покрытиями – 0,8; на участках без совершенных покрытий – 0,9; без движения транспорта – 0,6. Газопроводы влажного газа прокладываются ниже зоны промерзания грунта с уклоном 0,002 с установкой в нижних точках конденсатосборников. На указанных глубинных рассеиваются динамические напряжения от проезжающего городского транспорта, сравнительно невелики температурные напряжения в газопроводах, обусловленные сезонными изменениями температуры грунта, и ограничено проявляются силы пучения грунтов [2].

Пучение грунтов при промерзании – свойство влажных грунтов увеличивать свой объем за счет микрорыхления образующимися кристаллами льда. Вследствие этого на заглубленный трубопровод начинают действовать значительные силы, выталкивающие трубопровод на поверхность земли.

Наиболее опасными с точки зрения воздействия сил пучения являются грунты с высоким уровнем грунтовых вод.

Всесоюзный научно-исследовательский институт оснований и фундаментов инженерных сооружений по степени пучинистости подразделяют грунты на четыре категории:

- 1) непучинистые – скальные грунты, галечники, крупнозернистые пески;
- 2) малопучинистые – мелкозернистые пески и крупнозернистые пески с небольшим количеством примесей пылеватости;
- 3) среднепучинистые – суглинки, глины;
- 4) высокопучинистые – глины с высоким содержанием пылеватых частиц, т.е. мелких частиц диаметром менее 1 мкм.

Система газоснабжения должна быть надежной и экономичной, что определяет правильным выбором трассы газопровода, который зависит от расстояния до потребителя, ширины проездов, вида дорожного покрытия, наличия вдоль трассы различных сооружений и препятствий, а также от рельефа местности.

Минимальная глубина заложения газопроводов должна быть не менее 0,8 м. в местах, где не предусматривается движение транспорта, глубина заложения газопровода может составлять 0,6 м.

Расстояние от газопровода до наружной стены колодцев и камер подземных сооружений должно быть не менее 0,3 м.

Допускается укладка двух и более газопроводов в одной траншее на одном или разных уровнях. При этом расстояние между газопроводами в свету должно быть достаточным для их монтажа и ремонта.

Расстояние по вертикале между подземными газопроводами всех давлений и другими подземными сооружениями и коммуникациями должно составлять:

- при пересечении водопровода, канализации, водостока, каналов телефонных и теплосети - не менее 0,2 м;
- электрокабелей и телефонных бронированных кабелей - не менее 0,5 м;
- электрокабелей маслонаполненных (на 100 ... 220 кВ) - не менее 1,0 м.

Допускается уменьшать расстояние между газопроводом и электрокабелем при прокладке их в футлярах. При этом концы футляра электрокабеля должны выходить на 1 м по обе стороны от стенок пересекаемого газопровода.

При пересечении каналов теплосети, коллекторов, туннелей, каналов с переходом над или под ними следует предусматривать прокладку газопровода в футляре, выходящем на 2 м в обе стороны от наружных стенок пересекаемых сооружений, а также проверку физическими методами контроля всех сварных стыков в пределах пересечения и на расстоянии 5 м в стороны от наружных стенок этих сооружений.

Запорную арматуру и конденсатосборники на газопроводах устанавливают на расстоянии не менее 2 м от края пересекаемой коммуникации или сооружения.

Газопроводы в местах прохода через наружные стены зданий заключают в футляры диаметром не менее чем на 100 ... 200 мм больше диаметра газопровода [65].

5.2 Устройство надземных и наземных газопроводов

Надземные газопроводы прокладывают на отдельно стоящих опорах, эстакадах и колонах. Газопроводы с рабочим давлением до 0,6 МПа допускается также прокладывать по стенам производственных зданий с помещениями категории безопасности В...Д, газопроводы с давлением до 0,3 МПа – по стенам общественных зданий и жилых домов не ниже III, IIIa степеней огнестойкости, а газопроводы низкого давления – по стенам общественных зданий и жилых домов IV и V степеней огнестойкости.

Надземные газопроводы проектируют с учетом компенсации продольных деформаций по фактически возможным температурным условиям работы, а в случае, когда не обеспечивается самокомпенсация, - с учетом установки компенсатора.

Высоту прокладки принимают с учетом возможности его осмотра и ремонта.

Под оконными проемами и балконами жилых и общественных зданий газопроводы не должны иметь разъемных соединений.

Минимальные расстояния по горизонтали от газопроводов, проложенных на опорах, до зданий и сооружений приведены в таблице 5.1.

Таблица 5.1 - Минимальные расстояния по горизонтали от надземных газопроводов, проложенных на опорах, до различных зданий и сооружений

Здания и сооружения	Рабочее давление газопровода			
	Низкое	Среднее	Высокое II категории	Высокое I категории
Производственные и складские здания с помещениями категорий А и Б	5	5	5	10
То же, категорий В, Г и Д	—	—	—	5
Жилые и общественные здания I и IIIa степеней огнестойкости	—	—	5	10
То же, IV и V степеней огнестойкости	—	5	5	10
Открытые склады легковоспламеняющихся и горючих жидкостей и склады горючих материалов, расположенные вне территории промышленных предприятий	20	20	40	40
Железнодорожные и трамвайные пути (до ближайшего рельса)	3	3	3	3
Подземные инженерные сооружения: водопровод, канализация, тепловые сети, телефонные кабели, электрические кабельные блоки (от края фундамента опоры газопроводы)	1	1	1	1
Дороги (от бордюрного камня, внешней бровки кювета или подошвы насыпи)	1,5	1,5	1,5	1,5
Ограда открытого распределительного устройства и открытой подстанции	10	10	10	10

Примечание: прочерк означает, что расстояние не нормируется.

Расстояния между надземными газопроводами и трубопроводами другого назначения при их совместной прокладке и пересечении принимаются следующими:

- при диаметре газопровода до 300 мм – не менее диаметра газопровода, но не менее 100 мм;
- при диаметре более 300 мм – не менее 300 мм.

При пересечении с воздушными линиями электропередач наземные газопроводы размещают ниже этих линий, причем минимальные расстояния по вертикали между ними зависят от напряжения:

Напряжение ЛЭП, кВ ...	до 1	20	35	до 150	220	330	500
Расстояние, м	1	3	4	4,5	5	6	6,5

Прокладка газопроводов по железнодорожным и автомобильным мостам осуществляется таким образом, чтобы исключить возможность скопления газа в случае его утечки в конструкциях моста. Газопроводы, подвешиваемые к мостам, должны выполняться из стальных бесшовных или прямошовных труб, изготовленных электродуговой сваркой, и иметь компенсирующие устройства.

Газопроводы, проложенные по металлическим и железобетонным мостам, плотинам и другим гидротехническим сооружениям, должны быть электроизолированы от металлических частей.

Расстояние между опорами надземных газопроводов определяется расчетом. Узлы и детали крепления газопроводов выполняются по рабочим чертежам типовых конструкций [71].

5.3 Переходы газопроводов через водные преграды и овраги

Тип перехода газопроводов (подводный - дюкером или надводный) через водные преграды выбирают на основе сравнения технико-экономических показателей рассматриваемых вариантов с учетом бесперебойной подачи газа потребителям.

Минимальные расстояния по горизонтали от мостов до прокладываемых через водные преграды газопроводов с давлением газа до 1,2 МПа приведены в таблице 5.2. При переходах газопроводов через водные преграды с шириной по зеркалу воды в межень менее 15 м и глубиной до 1 м

минимальное расстояние по горизонтали между газопроводом и мостом допускается уменьшать до 10 м.

Таблица 5.2 - Минимальные расстояния по горизонтали от переходов газопроводов давлением до 1,2 МПа через водные преграды до мостов

Водные преграды	Типы мостов	Расстояния, м, от переходов	
		Выше мостов	Ниже мостов
Судоходные реки и каналы замерзающие	всех типов	300	50
То же, незамерзающие	то же	50	50
Несудоходные реки, каналы и другие водные преграды	многопролетные	300	50
	однопролетные	20	20
	всех типов	20	20

Примечание: Указанные расстояния 300 м допускается уменьшать по согласованию с организациями, ответственными за проведение ледовзрывных работ при пропуске весеннего паводка.

Подводные переходы газопроводов через водные преграды выполняют, как правило, трубами длиной не менее 10 м. Толщина стенок труб должна быть на 2 мм больше расчетной, но не менее 5 мм.

На подводных переходах отключающие устройства устанавливают на обоих берегах, а на одностороннем тупиковом переходе допускается устанавливать их на одном берегу, до перехода (по ходу газа).

Границами подводного перехода, определяющими ее длину, является участок, ограниченный запорной арматурой, установленной не ниже уровня воды при 10%-ной обеспеченности.

Опоры надводных переходов выполняют из негорючих материалов. Они должны обеспечивать механическую прочность и устойчивость газопроводов [70, 71].

5.4 Переходы через железнодорожные, трамвайные пути и автомобильные дороги

Местные условия и экономическая целесообразность определяют тип перехода. Проекты переходов газопроводов через железнодорожные и трамвайные пути, через автомобильные дороги необходимо согласовывать с организациями, в ведении которых находятся пересекаемые сооружения (рисунок 5.1).

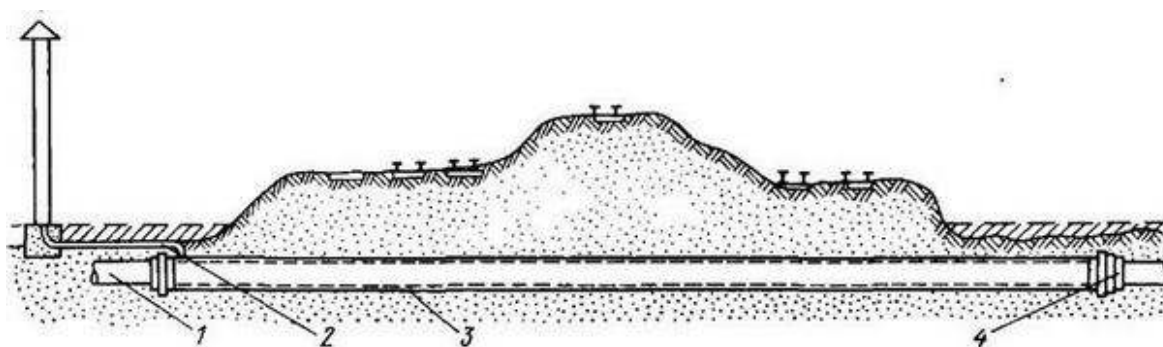


Рисунок 5.1 Схема пересечения газопроводами высокого и среднего давления железнодорожных путей: 1 – газопровод; 2 – отводная трубка с дефлектором; 3 – стальной футляр; 4 – сальник

Переходы газопроводов в пересечении с железнодорожными и трамвайными путями делают под углом 90° . То же касается и автомобильных дорог. Угол пересечения может быть уменьшен до 45° при наличии технической необходимости и соответствующего обоснования.

При пересечении с автомобильными дорогами I – III категорий, железнодорожными и трамвайными путями, а также скоростными дорогами в черте города, магистральными улицами и дорогами общегородского значения переходы прокладывают в стальных футлярах с уплотненными концами, на одном из которых необходимо устанавливать трубку для контроля с выходом под защитное устройство.

Высоту прокладки надземных газопроводов следует принимать в соответствии с требованиями СНиП.

Газопроводы низкого и среднего давления прокладывают в изолированных футлярах, в случае вынужденного пересечения газопроводами стенок канализационных и других коллекторов или туннелей (рисунок 5.2).

В конце футляра устанавливают контрольную трубку, с помощью которой можно обнаружить наличие газа в футляре.

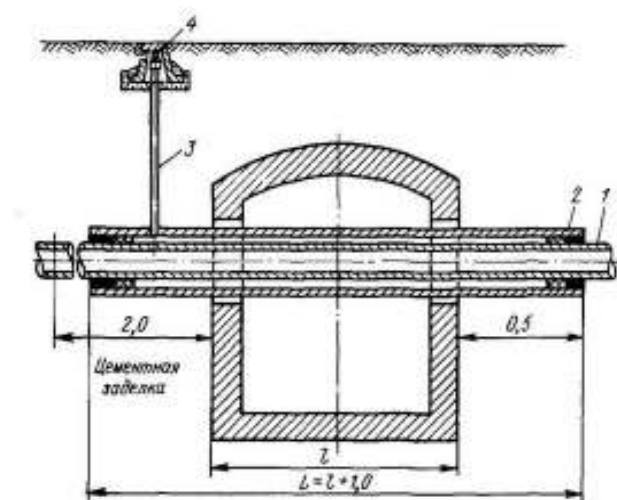


Рисунок 5.2 - Схема пересечения газопроводов коллектора или колодца:
1 – газопровод; 2 – футляр с сальником; 3 – контрольная трубка; 4 - ковер

Концы футляра требуется выводить не менее чем на 0,5м за пределы крайних стенок сооружения, их укладывают на нетронутый плотный грунт или подбивают крупнозернистым песком. Места пересечения футляра с пересекаемыми сооружениями требуют тщательного уплотнения.

Недопускается пересечение городскими газопроводами высоких давлений коллекторов различного назначения [70-72].

5.5 Требования, предъявляемые к внутренним газопроводам

Газопроводы, прокладываемые внутри зданий и сооружений, изготавливаются из стальных труб, соединение которых производят, как правило, сваркой. Разъемные (резьбовые и фланцевые) соединения допускается выполнять только в местах установки запорной арматуры, газовых и контрольно-измерительных приборов, регуляторов давления,

счетчиков и другого оборудования, причем эти соединения должны быть доступными для осмотра и ремонта.

Прокладку газопроводов внутри зданий и сооружений обычно ведут открытым способом. Допускается выполнять скрытую прокладку газопроводов (кроме газопроводов для сжиженных углеводородных газов и газопроводов внутри жилых домов и общественных зданий непроизводственного характера) в бороздах стен, закрывающих легкоъемными щитами с отверстиями для вентиляции.

Для внутренних газопроводов, испытывающих температурные воздействия, следует предусматривать возможность компенсации температурных деформаций.

В производственных помещениях промышленных и сельскохозяйственных предприятий, а также предприятий бытового обслуживания производственного характера следует предусматривать установку отключающих устройств:

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

Прокладку газопроводам в жилых домах осуществляют по нежилым помещениям.

Крепление открыто прокладываемых газопроводов к стенам, колоннам и перекрытиям внутри зданий осуществляют при помощи кронштейнов, хомутов, крючьев или подвесок на расстоянии, обеспечивающем возможность осмотра и ремонта самих газопроводов и установленной на них арматуры.

Вертикальные газопроводы в местах пересечения строительных конструкций прокладывают в футлярах (рис. 5.3). Пространство между газопроводом и футляром заделывают просмоленной паклей, резиновыми

втулками или другими эластичными материалами. Конец футляра должен выступать над полом не менее чем на 3 см.

Внутренние газопроводы, в том числе прокладываемые в каналах, окрашивают. Для окраски используют водостойкие лакокрасочные материалы.

Для строительства наружных и внутренних газопроводов используют трубы, изготовленные из спокойной малоуглеродистой стали группы В (ГОСТ 380-88 [16]) не ниже категории II марок Ст2, Ст3 и марки Ст4 при содержании углерода не более 0,25%; стали марок 0,8; 10; 15; 20 (ГОСТ 1050-88); низколегированной стали марок 09Г2С, 17ГС, 171С (ГОСТ 19281-89 [11]) не ниже категории VI; стали 10Г2 (ГОСТ 4543-71[17]). Сварные соединения труб должны быть равнопрочные с основным металлом труб [2,82].

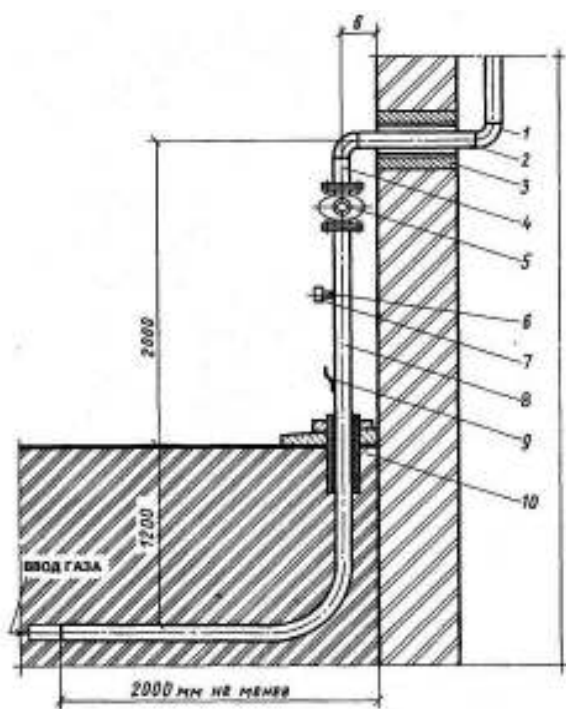


Рисунок 5.3- Цокольный ввод газопровода природного газа с изолирующим фланцевым соединением: 1 - отвод 90° dn 57x3 мм; 2 - труба; 3 - прокладка газопровода в футляре через стену; 4 - патрубок; 5 - кран du=50; 6 - штуцер; 7 - колпак du=25; 8 - труба; 9 - пластина; 10 - прокладка газопровода в футляре.

В последнее время для подземных газопроводов широко используют полиэтиленовые и винипластовые трубы. Например, полиэтиленовые трубы применяются для подземных межпоселковых газопроводов с давлением до

0,6 МПа и подземных газопроводов с давлением до 0,3 МПа, прокладываемых на территории сельских населенных пунктов.

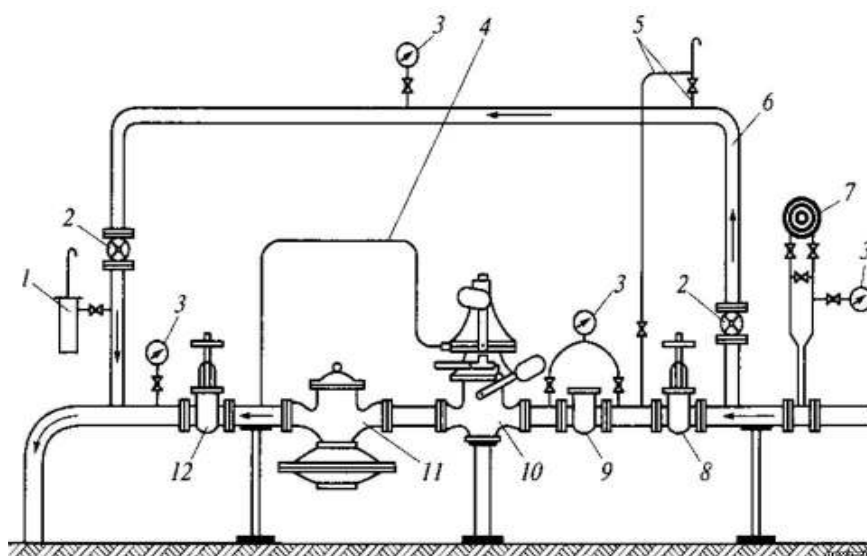
К недостаткам полиэтиленовых труб следует отнести горючесть; повышенную окисляемость при нагревании; деструкцию материала при температурах выше 30 °С; изменение свойств под воздействием прямых солнечных лучей; высокий коэффициент линейного расширения; усталостные процессы (релаксационные разуплотнения).

Отечественная промышленность для газопроводов изготавливает трубы из полиэтилена с минимальной длительной прочностью MRS 8,0 (ПЭ80) и 10,0(ПЭ100 МПа).

Трубы из ПЭ80- полиэтилена средней плотности ($0,935...0,940\text{г/см}^3$) - обладают повышенной длительной точностью и стойкостью к растрескиванию, а также достаточной эластичностью. Эти трубы применяют для строительства газопроводов низкого, среднего и высокого II категории ($\leq 0,6\text{МПа}$) давлений.

6 Газорегуляторные пункты

Газорегуляторные пункты предназначены для снижения давления и автоматического поддержания его на заданном уровне. ГРП состоят из следующих основных узлов: узла регулирования давления газа с предохранительно-запорным клапаном и обводным газопроводом (байпасом), предохранительного сбросного клапана, контрольно-измерительных приборов, продувочных трубопроводов. На рисунке 6.1 показана принципиальная схема ГРП.



- 1 – предохранительно-сбросной клапан (сбросное устройство); 2 – задвижки на байпасной линии; 3 – манометры; 4 – импульсная линия ПЗК; 5 – продувной газопровод; 6 – байпасная линия; 7 – расходомер газа; 8 – задвижка на входе; 9 – фильтр; 10 – предохранительно-запорный клапан (ПЗК); 11 – регулятор давления газа; 12 – задвижка на входе

Рисунок 6.1 Принципиальная схема ГРП

Газ высокого или среднего давления входит в ГРП и поступает в узел регулирования, в котором по ходу движения газа располагают: отключающее устройство, фильтр, предохранительный запорный клапан, регулятор давления газа, отключающее устройство.

Регулятор давления газа обеспечивает пропуск заданного максимального количества газа и поддержания постоянным заданного давления после себя независимо от количества дросселируемой среды.

ГРП, питающие сеть высокого и среднего давления, также стараются размещать вокруг города с разных его сторон. Местоположение этих ГРП должно выбираться таким, чтобы обеспечить после них подачу газа по кратчайшему пути к центрам нагрузок каждого района города.

ГРП, питающие сеть низкого давления, располагают в центре нагрузок (кварталов и микрорайонов). Такие ГРП имеют пропускную способность 1000...3000 м³/ч, радиус действия 400...800 м. Количество ГРП и радиус действия можно определить по формулам:

$$n = 0,5 \cdot F \cdot R^{-2}; \quad R = 0,71 \cdot \sqrt{\frac{F}{n}}; \quad n = \sum \frac{Q_{ГРП}}{Q}, \quad (6.1)$$

где n – число ГРП;

R – радиус действия ГРП, км;

F – газифицируемая площадь, га;

$\Sigma Q_{ГРП}$ – суммарный расход газа через ГРП, м³/ч;

Q – производительность типового ГРП, м³/ч.

Для районов с большой газовой нагрузкой длина одной стороны кольца, как правило, равна двум кварталам; для районов с малой плотностью газовой нагрузки сторона кольца сети низкого давления может составлять 3...4 квартала. Длина ответвлений распределительной газовой сети низкого давления к потребителям не должна превышать 150...200 м.

6.1 Выбор оборудования ГРП, ГРПБ, ШРП и ГРУ

При выборе оборудования ГРП, ГРПБ, ШРП и ГРУ необходимо учитывать [82]:

- рабочее давление газа в газопроводе, к которому подключается объект;
- состав газа, его плотность, температуру точки росы, теплоту сжигания (Q_n);

- потери давления на трение в газопроводе от места подключения до ввода его в ГРП или подвода к ГРУ;

- температурные условия эксплуатации оборудования и приборов КИП ГРП и ГРУ.

6.2 Назначение, устройство, классификация регуляторов давления

Поддержание нужного режима работы городской системы газоснабжения осуществляется при помощи систем автоматического регулирования, исполнительными органами которых являются автоматические регуляторы.

Регулятор, воспринимая отклонение регулируемых параметров от заданных значений, т. е. отзываясь на нарушение; стационарного режима регулируемого объекта, приводит в действие регулирующий орган и тем самым вновь восстанавливает равновесный режим.

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.

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» [2,44].

Так как процесс регулирования давления газа осуществляется за счет потерь энергии потока в дросселирующем органе регулятора, давление за регулятором будет всегда ниже, чем перед регулятором, поэтому регуляторы давления используются для двух целей — для снижения давления и его поддержания на заданном уровне.

В общем виде совокупность регулируемого объекта и регулятора давления образует замкнутый контур системы автоматического регулирования, функциональная структура которой показана на рис. 6.2.

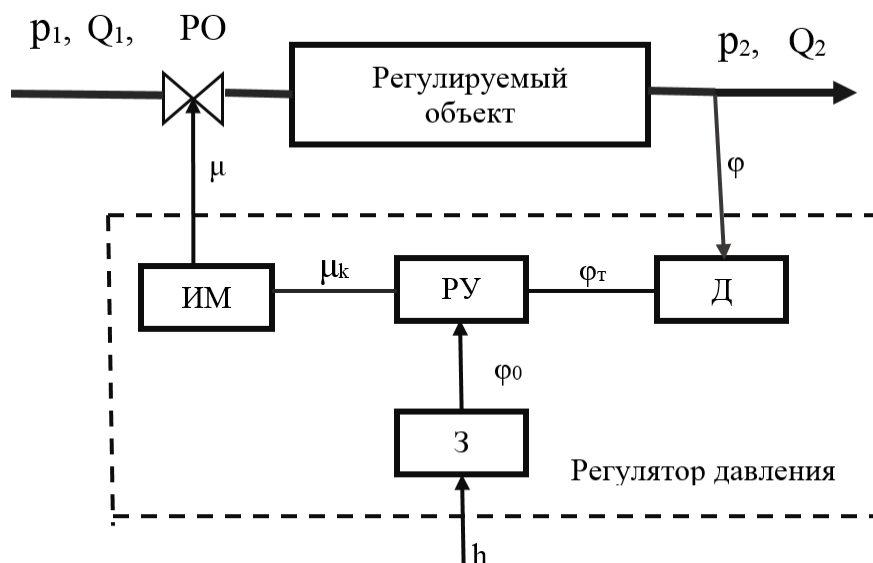


Рисунок 6.2 – Функциональная структура системы автоматического регулирования давления

Во время работы в регулируемом объекте вследствие возмущающего воздействия, а также изменение нагрузки на притоке Q_1 или стоке Q_2 происходит отклонение регулируемого давления p_2 от заданного значения, что вызывает воздействие объекта на регулятор.

Регулятор, измеряя текущее значение регулируемого давления, и сравнивая его с заданным, отрабатывает регулирующее воздействие μ на объект, которое посредством регулирующего органа PO изменяет приток газа так, что текущее значение регулируемого давления возвращается к заданному значению. Требуемое значение регулируемого давления устанавливается задающим воздействием h .

Регулятор, показанный на рис. 6.2, состоит из датчика $Д$, задатчика $З$, регулирующего устройства $РУ$, исполнительного механизма $ИМ$, регулирующего органа PO и линий связи. Кроме того, в состав регулятора могут входить вторичный измерительный прибор и устройство дистанционного управления.

В соответствии с теми задачами, которые должен выполнять регулятор при работе его в совокупности с регулируемым объектом, основные функции отдельных его элементов сводятся к следующим.

Датчик производит непрерывное измерение текущего значения регулируемой величины, преобразует его в выходной сигнал и подает к регулирующему устройству.

Задатчик вырабатывает сигнал заданного значения регулируемой величины φ_0 и также подает его к регулирующему устройству. Регулирующее устройство производит алгебраическое суммирование сигналов текущего и заданного значений регулируемой величины, в результате чего образуется сигнал рассогласования $\Delta\varphi = \varphi_r - \varphi_0$, который усиливается, корректируется в соответствии с принятым для данного регулятора законом регулирования и в виде командного сигнала μ_k подается к исполнительному механизму.

Исполнительный механизм преобразует командный сигнал в регулирующее воздействие μ и в соответствующее перемещение регулирующего органа.

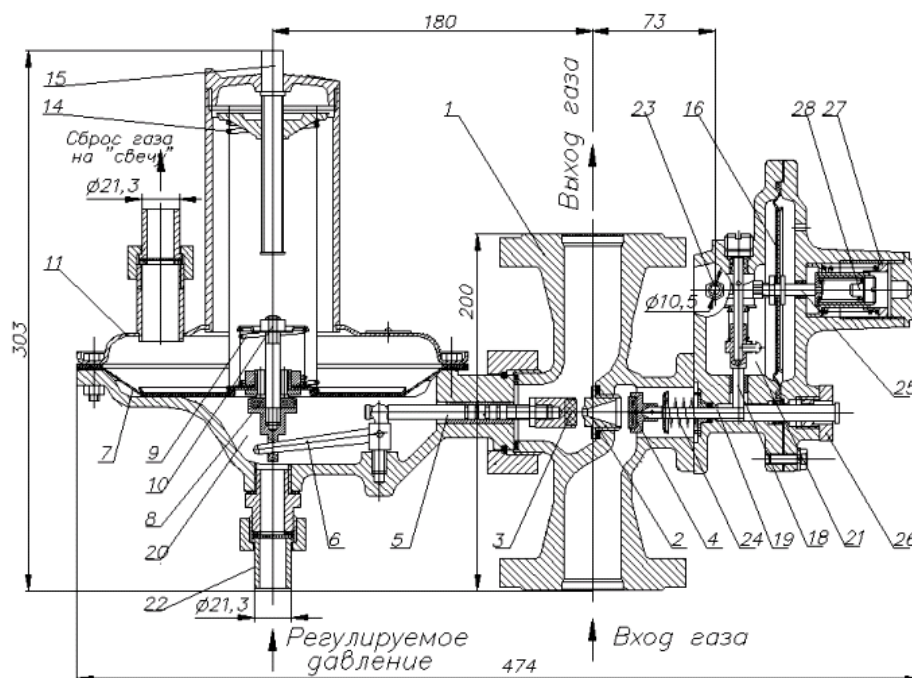
Регулирующий орган осуществляет воздействие на регулируемый объект путем изменения количества газа на его притоке. Линии связи соединяют отдельные элементы регулятора друг с другом.

Регуляторы давления подразделяют по конструкции дросселирующего узла [74,83] на одно- и двухседельные; по регулируемому выходному давлению - на регулирующие перевод с высокого давления (0,6 МПа и выше) на высокое (0,3-0,6 МПа), с высокого на среднее (свыше 0,005 МПа), с высокого на низкое (до 0,005 МПа), со среднего (до 0,3 МПа) на среднее (свыше 0,005 МПа), со среднего на низкое (до 0,005 МПа); по принципу действия - на регуляторы прямого и непрямого действия.

Если переустановить усилие, развиваемое чувствительным элементом регулятора, достаточно большое, то измерительный орган самостоятельно

осуществляет функции управления регулирующим органом. Такие регуляторы называются *регуляторами прямого действия*.

Регуляторы прямого действия используют энергию рабочей среды для движения плунжера, т.е. энергию дросселируемого потока газа. Эти регуляторы, в свою очередь, делятся на две группы: 1) без командного узла и 2) с командным узлом (*пилотом*). У регуляторов первой группы изменение выходного давления воспринимается непосредственно мембранным приводом регулятора (рис. 6.3). Относительно простая конструкция и большая надежность этих регуляторов обусловили их широкое применение (регуляторы РД-32М, РД-50М РД-50/80/100, РДУ-32).

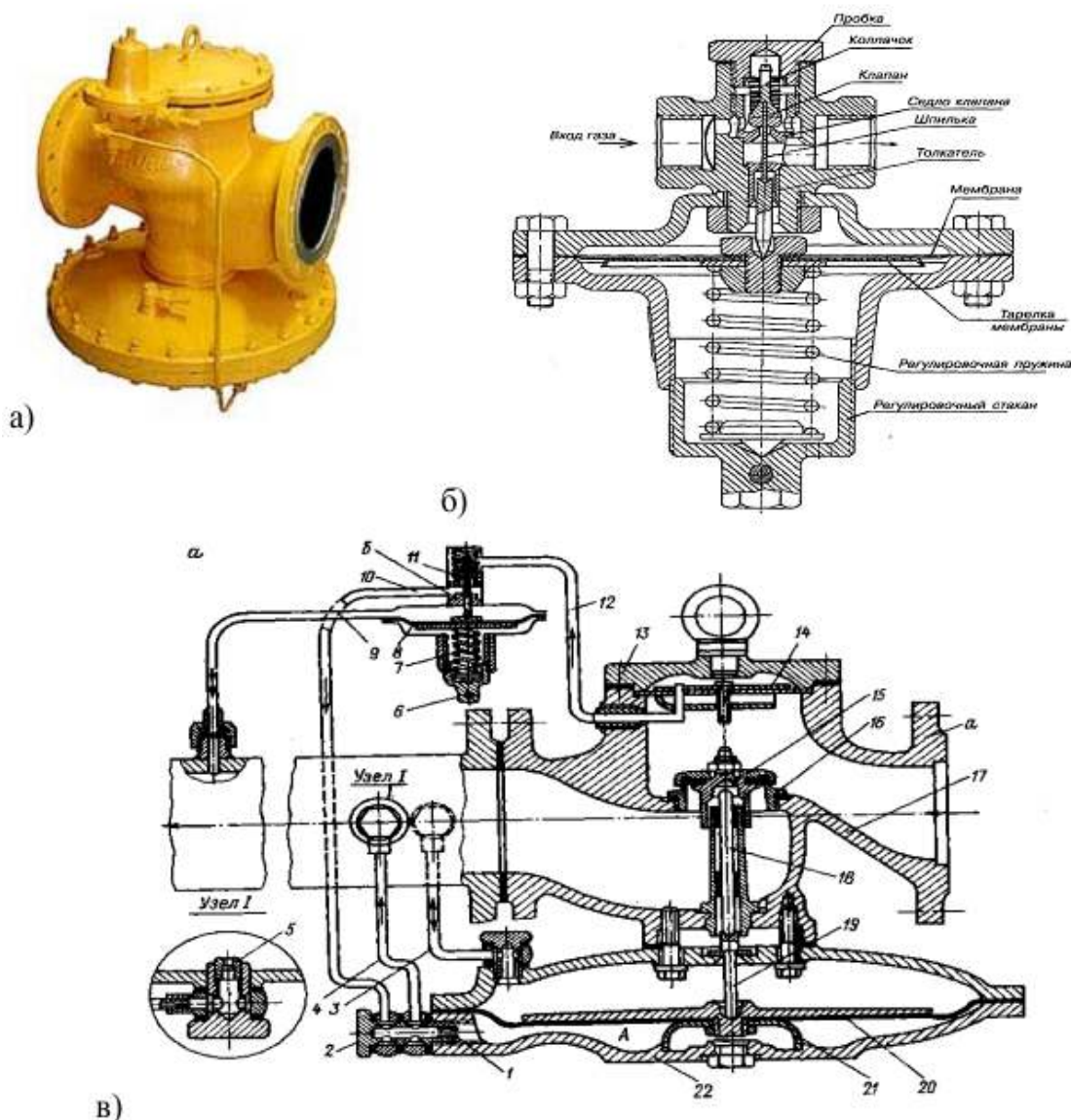


- 1 – крестовина; 2 – седло; 3 – рабочий клапан; 4 – отсечной клапан; 5 – шток; 6 – рычажный механизм; 7 – рабочая мембрана; 8 – сбросной клапан; 9, 14, 24 – пружина; 10 – регулировочная гайка; 11 – крышка мембранной камеры; 12, 22, 23 – ниппель; 15 – регулировочный винт; 16 – мембрана; 18, 19 – шток; 20, 21 – подмембранная полость; 25 – толкатель; 26, 28 – пробка; 27 – втулка.

Рисунок 6.3- Регулятор давления газа универсальный РДУ-32

Регуляторы второй группы конструктивно более сложны, так как имеют дополнительный регулятор управления (пилот), который использует энергию рабочей среды - дросселируемого потока газа. К пилоту подают газ входного давления, которое в нем снижается и поступает к мембранному

приводу исполнительного узла, выдавая сигнал на открытие дросселирующего узла (РДУК-2, РДУК-У-1000 (рис.6.4).



а- общий вид, б- исполнительный узел; в- командный узел(пилот) КН; 1-дроссель, который демпфирует, $d1$; 2 - штуцер; 3 - импульсный трубопровод исполнительного узла; 4 - сбросной трубопровод; 5 - сбросной дроссель $d2$; 6 – регулировочный стакан пилота; 7 - регулировочная пружина пилота; 8 - мембранный привод пилота; 9 - импульсный трубопровод пилота; 10 - трубопровод командного сигнала; 11 – клапан пилота; 12 - трубка высокого давления; 13 - крышка; 14 - фильтр; 15 – регулирующий клапан исполнительного узла; 16 - седло; 17 - корпус; 18 - шток; 19 - толкатель; 20 – мембранный привод исполнительного узла; 21 - опора; 22 - мембранная камера

Рисунок 6.4 - Регулятор давления РДУК ООО«Газприбор»:

Регулятор давления универсальный конструкции Казанцева (РДУК) является регулятором прямого действия, который работает автоматически, без применения постороннего источника энергии, которая использует энергию дросселирующего потока газа.

Для получения выходного давления в пределах $0,005-0,6$ кгс/см² применяют пилот КН-2-00, а в пределах $0,6-6,0$ кгс/см² - пилот КВ-2-00. РДУК2 поддерживает после себя постоянное давление с достаточной точностью при изменении расхода газа потребителем или при изменении входного давления перед ним.

Конструктивно он состоит из исполнительного узла, дросселирующего основной поток газа, и пилота, который служит командным узлом, который представляет собой регулятор с очень малым расходом газа.

В исполнительном узле (рис. 6.4, а), который имеет фланцевый корпус вентильного типа с условным диаметром 100 и 200 мм, седло - сменное (крепится на резьбе), а с условным диаметром 50 - постоянное. Сверху корпус закрыт съемной крышкой, под которой находится фильтр для очистки газа, который поступает в пилот. Мембранная камера прикреплена к нижней части корпуса, внутри которой находится мембранный привод. В центральное гнездо тарелки мембранного привода упирается толкатель, а в него шток в направляющей колонне, которые заставляют клапан перемещаться вертикально. На верхний конец штока, который движется в направляющей втулке, надет клапан с мягким резиновым уплотнением.

Пилот (рис. 6.4, б) управляет подачей сигнала командного давления под мембранный повод исполнительного узла (камера А), поддерживая заданное давление после регулятора. Крышка мембранной камеры пилота имеет два резьбовых отверстия. К одному из них подведен импульсный трубопровод с контролируемым давлением в системе регулирования, а второе отверстие закрыто пробкой. Снизу мембранный повод обжат фланцем, в который ввернут регулировочный стакан, который сжимает регулировочную пружину. На верху крышки расположена крестообразная

головка, которая имеет входное и выходное отверстия. Внутри головки находится узел клапана с мягким резиновым уплотнением. Клапан перекрывает седло, ниже которого запрессована гильза с отверстием для направления шпильки клапана, который отделяет исходное отверстие головки пилота от его надмембранной камеры. Шпилька проходит через седло и гильзу и упирается в толкатель, который в свою очередь опирается на центр мембранного привода. Поступающий в регулятор и очищенный фильтром в его корпусе газ с входным давлением попадает во входное отверстие головки пилота. Выходное отверстие ее соединено с подмембранной камерой А исполнительного узла. На нижнем конце импульсного трубопровода в соединительном штуцере установлен демпферный дроссель $d_1=0,8$ мм для регулятора с $D_y=50$ мм и $d_1 = 1,0$ мм для регуляторов с другими условными диаметрами.

Усилие выходного давления на мембранный привод пилота постоянно равняется заданному при настройке усилия пружины. При повышении исходного давления, под действием сигнала обратной связи, мембранный привод пилота переместится в нижнее положение. Клапан под влиянием пружины приблизится к седлу, ослабляя командный сигнал, который поступает под мембранный привод исполнительного узла. При снижении исходного давления мембранный привод пилота под действием регулировочной пружины переместится в верхнее положение, связанный с мембранным приводом, клапан отойдет от седла, увеличивая зазор. При этом возрастает сила командного сигнала, который поступает под мембранный привод исполнительного узла.

Для устранения резких колебаний давления под мембранным приводом исполнительного узла установлен дроссель, который демпфирует, d_1 , а для неполного сбрасывания давления на конце сбросного импульсного трубопровода - сбросовой дроссель d_2 .

Перед пуском регулятора в работу надо убедиться, что пружина в пилоте ослаблена полностью, после чего открыть запорные устройства перед

ним и после него, а также на импульсных трубопроводах. Необходимое давление в системе регулирования устанавливается по манометру постепенным обращением регулировочного стакана и сжатием пружины.

Во время работы регулятора во избежание резкого повышения или снижения давления в системе регулирования нельзя резко увеличивать или прекращать потребление газа, так как для обеспечения устойчивой его работы демпферный и сбросовый дроссели имеют малое проходное сечение, которое замедляет скорость прохождения сигнала обратной связи при резких изменениях расхода газа. Для остановки регулятора выкручивают регулировочный стакан до полного ослабления пружины.

В случае недостаточных усилий для достижения повышенной точности регулирования между чувствительным элементом и регулирующим органом устанавливается усилитель, т.е. в этих схемах измерительный орган выполняет роль и управляющего — командного устройства. Измеритель управляет усилителем, в котором за счет постороннего воздействия (сжатый воздух, вода под давлением, электроэнергия) создается усилие, воздействующее на регулирующий орган. В этих случаях регуляторы носят название *регуляторов непрямого действия*.

6.3 Выбор регулятора давления

При подборе регулятора следует руководствоваться номенклатурой ряда регуляторов, выпускаемых промышленностью.

При определении пропускной способности регулятора необходимо определить располагаемое давление газа перед ним и после него с учетом потерь давления и дополнительных потерь давления в арматуре, фильтре, расходомере и ПЗК, установленных до регулятора давления.

Пропускная способность регуляторов с односедельным клапаном определяется согласно паспортным данным, а при их отсутствии может быть определена по формуле (6.2)

$$Q = 1595 f L P_1 \varphi \sqrt{1 / \rho_0}, \quad (6.2)$$

где Q — расход газа, м³/ч, при $t = 0$ °С и $P_{атм} = 0,1033$ МПа;

f - площадь седла клапана, см²;

L - коэффициент расхода;

P_1 - абсолютное входное давление газа, равно сумме $P_{изб}$ и $P_{атм}$, где $P_{изб}$ - рабочее избыточное давление, МПа, $P_{атм} = 0,1033$ МПа;

φ - коэффициент, зависящий от отношения P_2 к P_1 , где P_2 - абсолютное выходное давление после регулятора, равно сумме $P_{2раб}$ и $P_{атм}$, МПа, определяется по рисунку 2.15;

ρ_0 - плотность газа, кг/м³, при $t = 0$ °С и $P_{атм} = 0,1033$ МПа.

Если в паспортных данных регулятора приведена величина расхода газа при максимальном давлении с соответствующей плотностью, то при других значениях P — входного давления и ρ_0 - плотности пропускная способность регулятора может быть определена по формуле 6.3.

$$Q_2 = Q_1 \frac{P_1^1 \varphi_1^1}{P_1 \varphi_1 \sqrt{\rho_0^1 / \rho_0}}, \quad (6.3)$$

где Q_2 — расход газа, м³/ч, при t , °С, и $P_{бар} = 0,1033$ МПа со значениями P_1^1 , φ_1^1 и ρ_0^1 , отличными от приведенных в паспорте на регулятор;

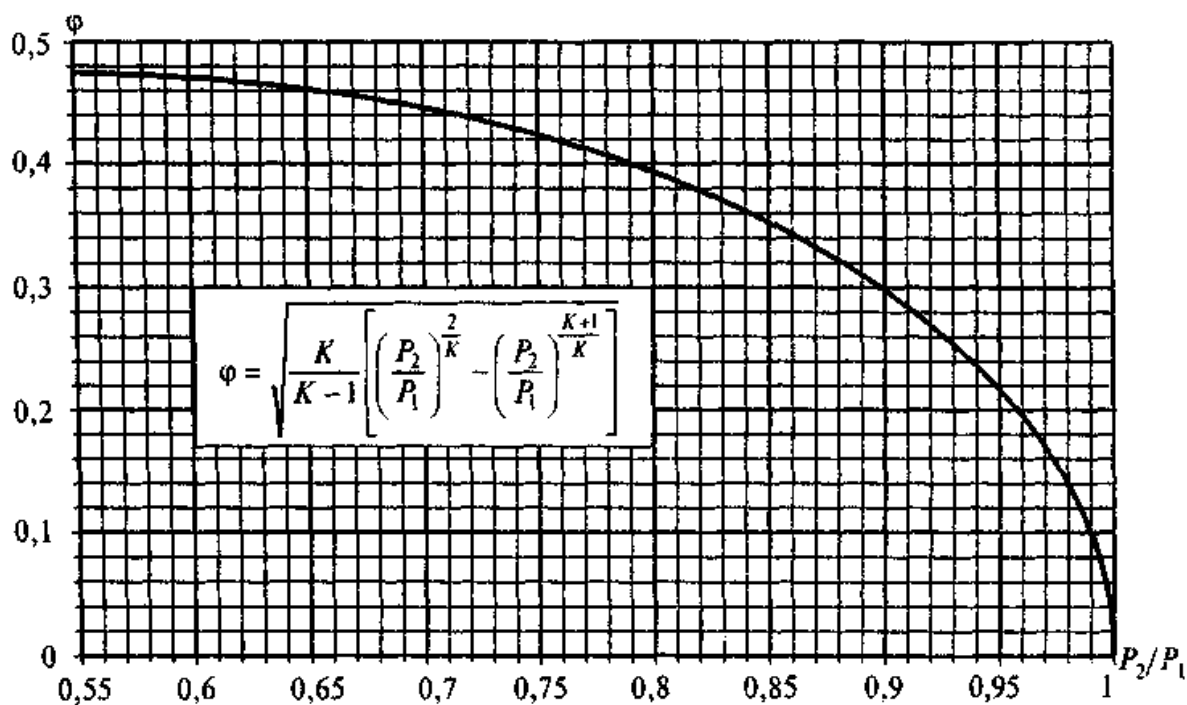
Q_1 — расход газа при P_1 , φ_1 , ρ_0 согласно паспортным данным;

P_1 - входное абсолютное давление, МПа;

φ_1 - коэффициент по отношению P_2 / P_1 ;

ρ_0 - плотность газа, кг/м³, при $t = 0$ °С и $P_{атм} = 0,1033$ МПа;

P_1^1 , Φ_1^1 и ρ_0^1 - принятые данные при использовании других параметров газа.



K - показатель адиабаты газа при давлении 750 мм вод. ст. и температуре 0°C,
 C_p - теплоемкость при постоянном давлении, ккал/(м³ · °C); C_v - теплоемкость при постоянном объеме, ккал/(м³ · °C). Примечание. Теплоёмкости газов даны в таблице 3.2.

Рисунок 6.5 - График определения коэффициента φ в зависимости от P_2/P_1 при $K = C_p / C_v = 1,32$

Пропускная способность двухседельных регулирующих клапанов может быть определена по формуле (6.4)

$$Q = \frac{5245BK_{vy}\sqrt{\Delta PP_1}}{(273 + t_1)\sqrt{\rho_0}}, \quad (6.4)$$

где Q - расход газа, м³/ч, при температуре газа, равной t_1 и $P_{бар} = 0,1033$ МПа;

B - коэффициент, учитывающий расширение среды и зависящий от отношения P_2 / P_1 ;

P_1 и P_2 - входные и выходные давления, МПа;

K_{vy} - коэффициент пропускной способности;

ΔP - перепад давления на клапанах, $\Delta P = P_1 - P_2$, МПа;

P_1 и P_2 - соответственно входные и выходные абсолютные давления, МПа;

ρ_0 - плотность газа при t ;

t_1 - температура газа.

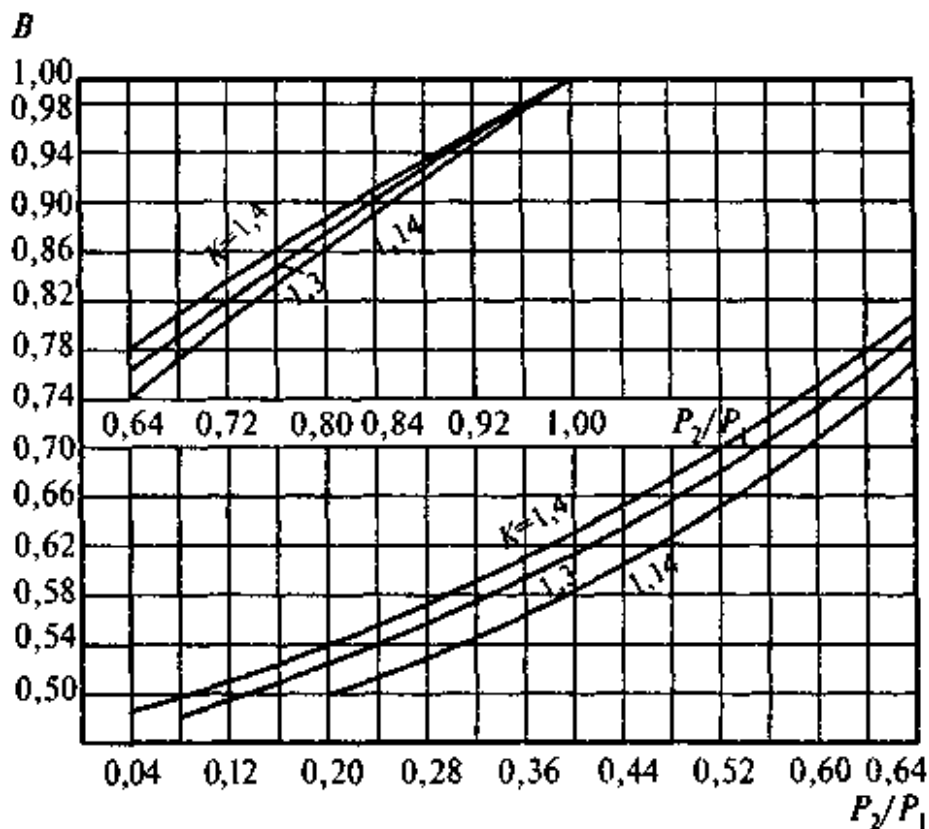


Рисунок 6.6 - Зависимость коэффициента B от P_2 / P_1 .

Таблица 6.1 - Газорегуляторные пункты и установки*

№	Марка	Регулятор	Рвх, МПа	Рвых, кПа	Q, м³/ч
1	2	3	4	5	6
<i>с одной линией редуцирования и байпасом</i>					
1	ГРПШ-1а	РДГК-10М	0,6	2-2,5	70
2	ГРПШ-1а-01 (ГРПШ-1-01)	РДГД-20М	0,6	2-2,5	70
3	ГРПШ-1	РДГД-20М	1,2	1,2-3,5	200
4	ГРПН-300 (тип ГСГО-0)	РДУ-32	1,2	1,2-3,5	250
5	ГРПШ-2а (тип ГРПШ-400-01)	РДНК-50/400	0,6	2-5	500
6	ГРПШ-2а (тип ГРПШ-400-01)	РДНК-50/400	1,2	1,2-3,5	400
7	ГРПШ-2а-01 (тип ГРПШ-07-1У1)	РДНК-50/1000	0,6	2-5	900
8	ГРПШ-2а-02 (тип ГРПШ-03-У1)	РДСК-50/400 (Б; М)	1,2	10-300	1200
9	ГРПШ-2 (тип ГРПШ-01-У1)	РДНК-У	1,2	2-5	900
10	ГРП-1 (тип ПШГР-1)	РДБК1-25Н(В)	1,2	1-600	2000
11	ГРП-2 (тип ГСГО-2, ГСГО-3)	РДБК1-50Н(В)	1,2	1-600	5000
12	ГРПШ-3 (тип ГРПШ-13-1Н(В)У1)	РДГ-50Н(В)	1,2	1-600	6000
13	ГРПШ-3-01 (тип ГРПШ-15-1Н(В)У1)	РДГ-80Н(В)	1,2	1-600	14000
14	ГРП-3	РДБК1-100Н(В)	1,2	1-600	18000
15	ГРПШ-3-02 (16-1Н(В)У1) на раме	РДГ-150Н(В)	1,2	1-600	36000
<i>с основной и резервной линиями редуцирования</i>					
16	ГРПШ-1а-01	РДГД-20М	0,6	2-2,5	70+70
17	ГРПШ-1	РДГД-20М	1,2	1,2-3,5	200+200
18	ГРПН-300 (тип ГСГО-0)	РДУ-32	1,2	1,2-3,5	250+250
19	ГРПШ-2а (тип ГРПШ-05-2У1)	РДНК-50/400	0,6	2-5	500+500
20	ГРПШ-2а	РДНК-50/400	1,2	1,2-3,5	400+400
21	ГРПШ-2а-01 (тип ГРПШ-07-2У1)	РДНК-50/1000	0,6	2-5	900+900
22	ГРПШ-2а-02 (тип ГРПШ-03-2У1)	РДСК-50/400 (Б; М)	1,2	10-300	1200+1200
23	ГРПШ-2 (тип ГРПШ-02-2У1)	РДНК-У	1,2	2-5	900+900
24	ГРП-1 (тип ПШГР-1)	РДБК1-25Н(В)	1,2	1-600	2000+2000
25	ГРП-2 (тип ГСГО-2, ГСГО-3)	РДБК1-50Н(В)	1,2	1-600	5000+5000
26	ГРПШ-3 (тип ГРПШ-13-2Н(В)У1)	РДГ-50Н(В)	1,2	1-600	6000+6000
27	ГРПШ-3-01 (тип ГРПШ-15-2Н(В)У1)	РДГ-80Н(В)	1,2	1-600	14000+14000
28	ГРП-3	РДБК1-100Н(В)	1,2	1-600	18000+18000

Продолжение табл. 6.1

1	2	3	4	5	6
29	ГРПШ-3-02 (16-2Н(В)У1) на раме	РДГ-150Н(В)	1,2	1-600	36000+ 36000
<i>с двумя линиями редуцирования и разными регуляторами на среднее и низкое выходное давление при параллельном или последовательном включении регуляторов***</i>					
30	ГРПШ-2а-05	РДНК-50/400 и РДСК-50/400 (Б; М)	0,6	2-5 10-300	560 600
31	ГРПШ-2а-05	РДНК-50/1000 и РДСК-50/400 (Б; М)	0,6	2-5 10-300	900 600
32	ГРПШ-2а-05	РДНК-У и РДСК-50/400 (Б; М)	1,2	2-5 10-300	900 1200
33	ГРП-2	РДБК1-50Н и РДБК1-50В	1,2	1-60 30-600	5000 5000
34	ГРПШ-3-05 (тип ГРПШ-13-2НВУ1)	РДГ-50Н и РДГ-50В	1,2	1-60 30-600	6000 6000
35	ГРПШ-3-05а (тип ГРПШ-15-2НВУ1)	РДГ-80Н и РДГ-80В	1,2	1-60 30-600	14000 14000
36	ГРП-3 на раме	РДБК1-100Н и РДБК1-100В	1,2	1-60 30-600	18000 18000
37	ГРПШ-3-02 (16-2НВУ1) на раме	РДГ-150Н и РДГ-150В	1,2	1-60 30-600	36000 36000

Таблица 6.2 - Газорегуляторные пункты с узлом учета

№	Марка	Регулятор	Рвх, МПа	Тип счетчика без ЭК
1	2	3	4	5
1	ГРПУ-1	РДГД-20 М	0,6 (Q-70)	по опросному листу
2	ГРПУ-1	РДГД-20М	1.2 (Q- 200)	
3	ГРПУ-0 (0-01)	РДУ-32	1,2	СГ-16М/RVG
4	ГРПУ-2а	РДНК-50/400	0,6	СГ-16М/RVG
5	ГРПУ-2а	с двумя РДНК-50/400	0,6	СГ-16М/RVG
6	ГРПУ-2а	РДНК-50/400	1,2	СГ-16М/RVG
7	ГРПУ-2а	с двумя РДНК-50/400	1,2	СГ-16М/RVG
8	ГРПУ-2а-01	РДНК-50/1000	0,6	СГ-16М/RVG
9	ГРПУ-2а-01	с двумя РДНК-50/1000	0,6	СГ-16М/RVG
10	ГРПУ-2	РДСК-50/400 (Б; М)	1,2	СГ-16М/RVG
11	ГРПУ-2	с двумя РДСК-50/400 (Б; М)	1,2	СГ-16М/RVG
12	ГРПУ-1Б	РДБК1-25Н(В)	1,2	СГ-16М/RVG
13	ГРПУ-1Б	с двумя РДБК1-25Н(В)	1,2	СГ-16М/RVG
14	ГРПУ-1А	РДБК1-50Н(В)	1,2	СГ-16М/RVG

Продолжение табл. 6.2.

15				
16	ГРПУ-1А	с двумя РДБК1-50Н(В)	1,2	СГ-16М/RVG
17	ГРПУ-1В	РДГ-50Н(В)	1,2	СГ-16М/RVG
18	ГРПУ-1В	с двумя РДГ-50Н(В)	1,2	СГ-16М/RVG
19	ГРПУ-3	РДГ-80Н(В)	1,2	СГ16-400
20	ГРПУ-3	РДГ-80Н(В)	1,2	СГ16-800
21	ГРПУ-3а	РДГ-80Н(В)	1,2	СГ16-1000

Таблица 6.3 Газорегуляторные пункты автономные ПУ (тип «ПУРГА»)

№	Тип пункта учета	Наименование
1	ПУ-100 на базе счетчиков RVG-65	ПУРГА-100
2	ПУ-100 на базе счетчика СГ-16М-100	ПУРГА-100
3	ПУ-200 на базе счетчика СГ-16М-200	ПУРГА-200
4	ПУ-400 на базе счетчика СГ-16М-400	ПУРГА-400
5	ПУ-800 на базе счетчика СГ-16М-800	ПУРГА-800
6	ПУ-1000 на базе счетчика СГ-16М-1000	ПУРГА-1000
7	ПУ-1600 на базе счетчика СГ-16М-1600 на раме	ПУРГА-1600
8	ПУ-2500 на базе счетчика СГ-16М-2500 на раме	ПУРГА-2500
9	ПУ-1600 на базе счетчика СГ-16М-1600 в блок-боксе	ПУРГА-1600
10	ПУ-2500 на базе счетчика СГ-16М-2500 в блок-боксе	ПУРГА-2500

Таблица 6.4 - Регуляторы давления газа

№	Наименование	Ø седла, мм	$P_{вх}$, МПа	$P_{вых}$, кПа	Q , м³/ч
1	РДГК-10М	С-5	0,6	2-2,5	70
2	РДГД-20М	С-5	0,6	2-2,5	70
3	РДГД-20М	С-6	1,2	1,2-3,5	200
4	РД-32М	С-6	1,6	1,2-3	300
5	РДУ-32	С-4/6/10	1,2/1,2/0,3	1,2-3	150/300/125
6	РДНК-50/400	С-16/14/7	0,6/1,2	2-5/1,2-3,5	600/400
7	РДНК-50/1000	С-20	0,6/1,2	2-5	1000
8	РДСК-50/400 (М,Б)	С-14/10	1,2	10-300 (10-50, 200-300)	1300
9	РДБК1-25Н(В)	С-25	1,2	1-60 (30-600)	2000
10	РДБК1-50Н(В)	С-35/25	1,2	1-60 (30-600)	5000
11	РДБК1-100Н(В)	С-70/50	1,2	1-60 (30-600)	18000
12	РДБК1-200Н(В)	С-105/140	1,2	1-60 (30-600)	38000
13	РДГ-50Н(В)	С-35/42	1,2	1-60 (30-600)	6000
14	РДГ-80Н(В)	С-64	1,2	1-60 (30-600)	14000
15	РДГ-150Н(В)	С-105	1,2	1-60 (30-600)	35000

Таблица 6.5- Предохранительно-сбросные клапаны

№	Наименование	Ду
1	ПСК-50Н/5	50
2	ПСК-50С/20 (50С/50, 50С/125)	50
3	ПСК-50В/400	50
4	ПСК-50В/1000	50
5	Т-831 на емкости сжиженного газа	40

Таблица 6.6 – Предохранительно-запорные клапаны

Предохранительно-запорные клапаны				Предохранительно-запорные клапаны с электромагнитом			
№	Наименование	Рвх, МПа	Ду	№	Наименование	Ду	
1	ПКН(В)-50	1,2	50	131	ПКЭН-50 на базе ПКН-50	50	
2	ПКН(В)-100	1,2	100	132	ПКЭН-100 на базе ПКН-100	100	
3	ПКН(В)-200	1,2	200	133	ПКЭН-200 на базе ПКН-200	200	
4	КПЗ-50Н(В)	1,2	50	134	КЗГЭ-50 на базе КПЗ-50	50	
5	КПЗ-100Н(В)	1,2	100	135	КЗГЭ-100 на базе КПЗ-100	100	
6	ПКК-40М	1,6	40				

6.4 Выбор фильтра газа

Пропускная способность фильтра должна определяться исходя из максимального допустимого перепада давления на его кассете, что должно быть отражено в паспорте на фильтр.

Фильтры, устанавливаемые в ГРП (ГРУ) для защиты регулирующих и предохранительных устройств от засорения механическими примесями, должны соответствовать данным, приведенным в таблице 6.7 и 6.8.

Таблица 6.7 – Фильтры газовые

Фильтры газовые				Фильтры газовые		
№	Наименование	Рвх, МПа	Ду	№	Наименование	Рвх, МПа
1	ФГ-32	1,2 (1,6)	32	142	КШ-32	1,6 (2,5)
2	ФГ-50	1,2 (1,6)	50	143	КШ-50	1,6 (2,5)
3	ФГ-80	1,2 (1,6)	80	144	КШ-80	1,6 (2,5)
4	ФГ-100	1,2 (1,6)	100	145	КШ-100	1,6 (2,5)
5	ФГ-150	1,2 (1,6)	150	146	КШ-150	1,6 (2,5)
6	ФГ-200	1,2 (1,6)	200	147	КШ-200	1,6 (2,5)

Таблица 6.8 – Перепад давления в газовых фильтрах

Параметр	Значение параметра
Давление на входе (рабочее), МПа	0,3(3); 0,6(6); 1,2(12)
Максимально допустимое падение давления на кассете фильтра, даПа:	
сетчатого	500 (500)
висцинового	500 (500)
волосяного	1000 (1000)

6.5 Выбор предохранительного запорного клапана - ПЗК

Выбор типа ПЗК определяется исходя из параметров газа, проходящего через регулятор давления, а именно: максимального давления газа на входе в регулятор; выходного давления газа из регулятора и подлежащего контролю; диаметра входного патрубка в регулятор.

Выбранный ПЗК должен обеспечивать герметичное закрытие подачи газа в регулятор в случае повышения или понижения давления за ним сверх установленных пределов.

6.6 Выбор предохранительного сбросного клапана - ПСК

Количество газа, подлежащего сбросу ПСК, следует определять:

- при наличии перед регулятором давления ПЗК - по формуле 6.18:

$$Q \geq 0,0005Q_d, \quad (6.18)$$

где Q - количество газа, подлежащее сбросу ПСК в течение часа, м³/ч, при $t = 0$ °С и $P_{бар} = 0,10132$ МПа;

Q_d - расчетная пропускная способность регулятора давления, м³/ч, при $t = 0$ °С и $P_{бар} = 0,10132$ МПа;

- при отсутствии перед регулятором давления ПЗК - по формулам (6.19) и (6.20);

- для регуляторов давления с золотниковыми клапанами

$$Q \geq 0,01Q_d, \quad (6.19)$$

- для регулирующих заслонок с электронными регуляторами

$$Q \geq 0,02Q_d. \quad (6.20)$$

При необходимости установки в ГРП (ГРУ) параллельно нескольких регуляторов давления количество газа, подлежащего сбросу ПСК, следует определять по формуле (6.24)

$$Q^1 \geq Qn, \quad (6.21)$$

где Q^1 - необходимое суммарное количество газа, подлежащее сбросу ПСК в течение часа, м³/ч, при $t = 0$ °С и $P_{бар} = 0,10132$ МПа;

n - количество регуляторов, шт.;

Q - количество газа, подлежащее сбросу ПСК в течение часа каждым регулятором, м³/ч, при $t = 0$ °С и $P_{бар} = 0,10132$ МПа.

Пропускную способность ПСК следует определять по данным заводоизготовителей или расчетам.

6.7 Подбор шкафных регуляторных пунктов - ШРП

При выборе типа ШРП следует учитывать следующие факторы:

- влияние климатической зоны, где будет эксплуатироваться ШРП;
- влияние отрицательных температур наружного воздуха;
- температуру точки росы природного газа, при которой из него выпадает конденсат.

7 Запорная арматура, соединительные части и детали

Запорная арматура предназначена для полного перекрытия (или полного открытия) потока рабочей среды в трубопроводе в зависимости от требований технологического режима.

В газоснабжении используют следующие конструктивные типы запорной арматуры: задвижки, краны, затворы.

К *задвижкам* согласно ГОСТ 24856-81 «Арматура трубопроводная промышленная. Термины и определения» [14] относится «промышленная трубопроводная арматура, в которой запорный или регулирующий орган перемещается возвратно - поступательно перпендикулярно оси потока рабочей среды». Задвижка бывает: клиновая (с цельным, упругим или составным клином), параллельная (однодисковая и двухдисковая), задвижка с выдвижным шпинделем (штоком), задвижка с невыдвижным шпинделем, по типу проточной части — полнопроходная и с зауженным проходом.

К клапанам (Ндп *вентилем*) по ГОСТ 24856 «Арматура трубопроводная промышленная. Термины и определения» [14] относят «промышленную трубопроводную арматуру, в которой запорный или регулирующий орган перемещается возвратно-поступательно параллельно оси потока рабочей среды». *Запорный орган*, как правило, перемещается при помощи пары «винт - ходовая гайка».

Запорный клапан - клапан, предназначенный для перекрытия потока рабочей среды [14].

Краном по ГОСТ 24856-81 [14] называется «промышленная трубопроводная арматура, в которой запорный или регулирующий орган имеет форму тела вращения или части его, который поворачивается вокруг собственной оси, произвольно расположенной к направлению потока сред». В кране подвижная деталь (запорный орган) запорного устройства имеет форму тела вращения с отверстием для пропуска потока, которое при перекрытии потока вращается вокруг своей оси, перпендикулярной оси трубопровода.

Краны подразделяются по следующим основным признакам [39]:

- по функциональному назначению - запорные, распределительные (трехходовые, многоходовые);
- по способу установки запорного органа в корпусе: запорный орган «плавающий» и «запорный орган в опорах»;
- по типу проточной части: полнопроходной и с зауженным проходом;
- по типу присоединения к трубопроводу: фланцевые, муфтовые, цапко-вые, штуцерно-торцевые, «под приварку»;
- по типу привода: поршневой, ручной, с электроприводом;
- по типу *системы управления* поршневым приводом: пневматической, пневмогидравлической и электрогидравлической.

Конусным краном по ГОСТ 24856-81 [14] называется «кран, запорный или регулирующий орган которого имеет форму конуса».

Натяжные конусные краны подразделяют по способу создания удельного давления между корпусом и запорным органом.

Натяжные краны, как правило, не имеют специальных уплотнительных устройств, предохраняющих окружающее пространство от попадания в нее рабочей среды. Вследствие этого натяжные краны применяют, главным образом, для низких рабочих давлений до 1,0 МПа (до 10 кгс/см²).

Сальниковые конусные краны характеризуются не наличием сальника вообще, а тем, что необходимые для герметичности удельные давления на конусных уплотнительных поверхностях *корпуса и запорного органа*, создаются при затяжке сальника. Усилия затяжки сальника передается на запорный орган, прижимая ее к седлу.

Затворы – промышленная трубопроводная арматура, в которой запорный или регулирующий орган, как правило, имеет форму диска и поворачивается вокруг оси, не являющейся его собственной.

Фланцевые соединения трубопроводов и арматуры на условное давление P_y 0,1 -20,0 МПа стандартизированы (рис. 7.1). Типы и основные параметры фланцев определены ГОСТ 12815-80.

Для поворотов газопровода применяют: гнутые отводы из бесшовных труб, сварные отводы и отводы крутоизогнутые (изготавливаются методом горячей протяжки и штамповки).

Отводы выпускаются с углом 90° , 60° , 45° (рис. 7.2). Сварные и гнутые могут быть 30° и 15° . Основные параметры отводов определены ГОСТ 17374-83.

В системах газоснабжения и в схемах ГРП применяются равнопроходные и переходные тройники (рис. 7.2) бесшовные приварные по ГОСТ 17376-83.

Для соединения двух трубопроводов различных диаметров применяются концентрические и эксцентрические переходы (рис. 7.4) бесшовные приварные по ГОСТ 17378-83 [10].



Рисунок 7. - Фланцы



Рисунок 7.2 - Отводы



Рисунок 7.3 - Тройники



Рисунок 7.4 - Переходы

На стояках, вводах и выводах ГРП, ГРПШ устанавливают изолирующие соединения (ИС) для защиты от блуждающих токов и токов защитных установок. ИС необходимо устанавливать также перед ГРУ - на вводе в газифицируемое здание.

В настоящее время наиболее распространенной конструкцией ИС является *изолирующее фланцевое соединение* (ИФС). В ИФС (рис.7.5), кроме двух основных фланцев 12 и 13, приваренных к концам газопровода, имеется третий специальный фланец толщиной 16-20 мм (в зависимости от диаметра газопровода). Для электрической изоляции фланцев друг от друга между ними установлены прокладки 4 из паронита ПМБ толщиной 4мм, которые для предохранения влагонасыщения покрыты электроизолирующим бакелитовым лаком. Электроизолирующие прокладки могут изготавливаться также из винипласта или фторопласта.

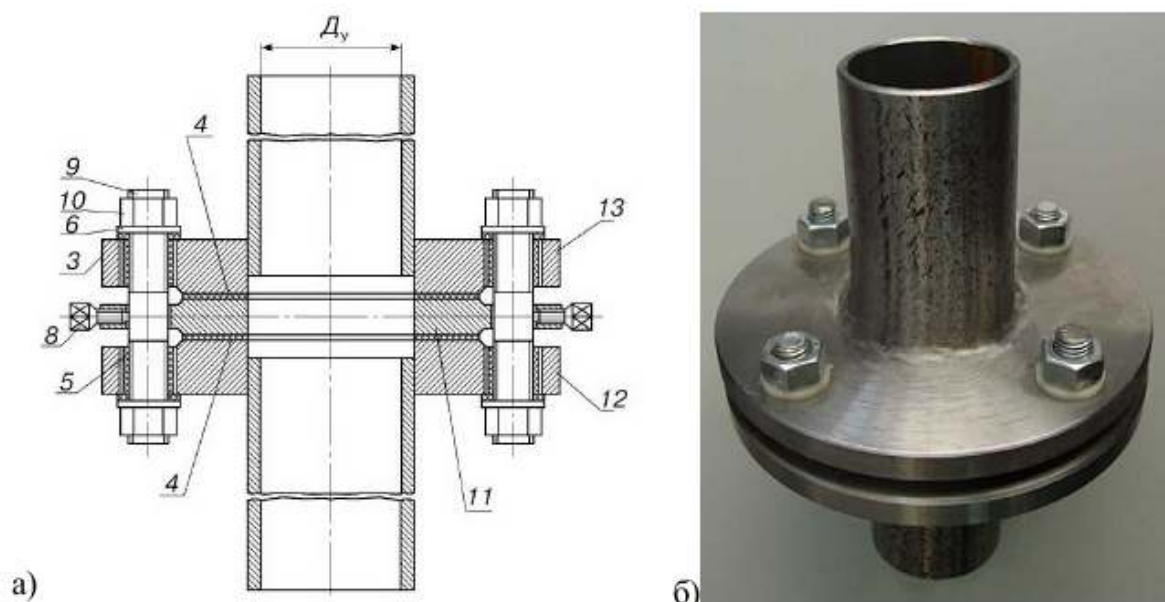


Рис.7.5 - Изолирующее фланцевое соединение:
а– общий вид; б– конструктивная схема: 3,4 – прокладки; 5 – втулка;
6 – шайба; 8 – винт; 9 – шпилька; 10 – гайка; 11,12,13 – фланец

Собранное ИФС подлежит испытанию на прочность и герметичность, а также на наличие разрыва в электрической сети до и после его установки на газопроводе. ИФС, как правило, монтируют на надземных вертикальных участках вводов и выводов ГРП, ГРПШ. Для контроля исправности и ремонта ИФС их необходимо устанавливать после запорной арматуры по ходу газа на высоте не более 2,2м.

7.1 Выбор запорной арматуры для систем газораспределения

При выборе запорной арматуры для систем газораспределения следует руководствоваться СП 42-01-2002 [70]. Для систем газоснабжения давлением до 1,6 МПа (16 ат) включительно в зависимости от условий эксплуатации следует применять типы запорной арматуры, приведенные в табл. 7.1.

Таблица 7.1 Тип применяемой арматуры для систем газораспределения

Тип арматуры	Область применения
1. Краны конусные натяжные	Наружные надземные и внутренние газопроводы низкого давления, в т. ч. паровой фазы СУГ.
2. Краны конусные сальниковые	Наружные и внутренние газопроводы, в т. ч. паровой фазы СУГ давлением до 0,6 МПа включительно.
3. Краны шаровые	Наружные и внутренние газопроводы природного газа, а также паровой и жидкой фазы СУГ давлением до 1,6 МПа включительно.
4. Задвижки	Наружные и внутренние газопроводы природного газа, а также паровой и жидкой фазы СУГ давлением до 1,6 МПа включительно.
5. Клапаны (вентили)	Наружные и внутренние газопроводы природного газа, а также паровой и жидкой фазы СУГ давлением до 1,6 МПа включительно.

Запорная арматура, устанавливаемая в районах с очень холодным и холодным климатом (районы I₁ и I₂ ГОСТ 16350-80) на наружных газопроводах, должна быть в климатическом исполнении УХЛ1, УХЛ2, ХЛ1, ХЛ2; на внутренних газопроводах в неотапливаемых помещениях - УХЛ3, ХЛ3; на внутренних газопроводах в отапливаемых помещениях - У1, У2, У3, У5, УХЛ4, УХЛ5, ХЛ5 по ГОСТ 15150-69.

Запорная арматура, устанавливаемая в районах с умеренно холодным климатом (район II₄ ГОСТ 16350-80) на наружных и внутренних газопроводах в неотапливаемых помещениях, должна быть в климатическом исполнении У1, У2, У3, УХЛ1, УХЛ2, УХЛ3 по ГОСТ 15150-69.

Запорную арматуру, устанавливаемую на наружных и внутренних газопроводах в неотапливаемых помещениях, исходя из климатических условий, рабочего давления и материала корпуса, допускается принимать согласно табл. 7.2.

За расчетную температуру среды и температуру эксплуатации условно считается температура наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,92 в районе строительства по СНиП 2.01.01-82.

Герметичность затвора кранов и задвижек D_y до 80 мм включительно должна соответствовать классу В, D_y свыше 80 мм – классу С.

Таблица 7.2 – Материал корпуса запорной арматуры, выбираемой исходя из климатических условий и рабочего давления

Материал	Давление газа, МПа	D_y , мм	Температура эксплуатации, °С
Серый чугун	до 0,05 до 0,6	до 100 без ограничений	до –45 до –35
Ковкий чугун	до 0,05 до 1,6	до 100 без ограничений	до –45 до –40
Углеродистая сталь	до 1,6	без ограничений	до –45
Легированная сталь	до 1,6	без ограничений	до –60
Сплавы на основе меди	до 1,6	без ограничений	до –60
Сплавы на основе алюминия*	до 1,6	до 100	до –60

* Корпусные детали должны изготавливаться: кованые и штампованные – из деформируемого сплава марки Д-16 (как исключение марки Д-1); литые – гарантированного качества с механическими свойствами не ниже марки АК - 7ч (АЛ-9) ГОСТ 1583-93.

Герметичность затвора натяжных конусных кранов с рабочим давлением до 0,1 МПа, должна соответствовать нормам класса для рабочего давления 0,1 МПа.

Герметичность затвора вентилей, устанавливаемых на газопроводах жидкой фазы СУГ, должна соответствовать классу А, на остальных газопроводах - классу В. Используемая в газовых сетях арматура должна иметь запись в паспорте, что рабочей средой является природный (или сжиженный) газ. Допускается использовать запорную арматуру,

предназначенную для жидких и газообразных нефтепродуктов, попутного нефтяного газа, а также для аммиака, пара и воды при условии, что ее герметичность отвечает требованиям, указанным ранее. В этом случае уплотнительные материалы затвора и разъемов корпуса должны быть стойкими к транспортируемому газу.

Выбор условного давления P_y и рабочего давления P_p запорной арматуры в зависимости от рабочего давления в газопроводе должен осуществляться в соответствии с табл. 7.3.

Таблица 7.3 – Выбор условного давления запорной арматуры в зависимости от рабочего давления газопровода

Рабочее давление газопровода, МПа	P_y запорной арматуры (по ГОСТ 356-80), МПа, не менее
Низкое до 0,005	0,1
Среднее от 0,005 до 0,3	0,4
Высокое II категории от 0,3 до 0,6	0,6 (1,0 - для арматуры из серого чугуна)
Высокое I категории от 0,6 до 1,2	1,6
Газопроводы жидкой фазы СУГ	1,6
Газопроводы обвязки надземных резервуаров хранения СУГ и средств транспортировки СУГ (железнодорожные и автомобильные цистерны)	2,5

Вся запорная арматура в соответствии с ГОСТ 4666-75 [18] должна иметь маркировку на корпусе и отличительную окраску. Маркировка должна содержать товарный знак завода-изготовителя, условное или рабочее давление, условный проход и указатель направления потока, если это необходимо. Отличительная окраска корпуса и крышки запорной арматуры должна соответствовать табл. 7.4

Таблица 7.4 – Отличительная окраска корпуса и крышки запорной арматуры

Материал корпуса	Цвет окраски
1. Серый и ковкий чугун	Черный
2. Сталь углеродистая	Серый
3. Сталь коррозионностойкая (нержавеющая)	Голубой
4. Сталь легированная	Синий
5. Цветные металлы	Не окрашивается

Электропривод запорной арматуры должен быть во взрывозащищённом исполнении.

8 Внутридомовое газовое оборудование

Правила пользования газом в части обеспечения безопасности при использовании и содержании внутридомового и внутриквартирного газового оборудования при предоставлении коммунальной услуги по газоснабжению [61] определены следующие понятия:

- "бытовое газоиспользующее оборудование" - оборудование, предназначенное для использования газа в качестве топлива для бытовых нужд потребителей газа (газовые плиты, автоматические газовые проточные и емкостные водонагреватели, газовые конвекторы и др.);

- "внутридомовое газовое оборудование":

в многоквартирном доме - являющиеся общим имуществом собственников помещений газопроводы, проложенные от источника газа (при использовании сжиженного углеводородного газа) или места присоединения указанных газопроводов к сети газораспределения до запорного крана (отключающего устройства), расположенного на ответвлениях (опусках) к внутриквартирному газовому оборудованию, резервуарные и (или) групповые баллонные установки сжиженных углеводородных газов, предназначенные для подачи газа в один многоквартирный дом, газоиспользующее оборудование (за исключением газоиспользующего оборудования, входящего в состав внутриквартирного газового оборудования), технические устройства на газопроводах, в том числе регулирующая и предохранительная арматура, системы контроля загазованности помещений, коллективные (общедомовые) приборы учета газа, а также приборы учета газа, фиксирующие объем газа, используемого при производстве коммунальной услуги;

в домовладениях - находящиеся в пределах земельного участка, на котором расположено домовладение, газопроводы, проложенные от источника газа (при использовании сжиженного углеводородного газа) или места присоединения указанных газопроводов к сети газораспределения до газоиспользующего оборудования, резервуарные и (или) групповые

баллонные установки сжиженных углеводородных газов, предназначенные для подачи газа в одно домовладение, индивидуальные баллонные установки сжиженных углеводородных газов, газоиспользующее оборудование, технические устройства на газопроводах, в том числе регулирующая и предохранительная арматура, системы контроля загазованности помещений и приборы учета газа;

"внутриквартирное газовое оборудование" – газопроводы многоквартирного дома, проложенные от запорного крана (отключающего устройства), расположенного на твистлениях (опусках) к внутриквартирному газовому оборудованию, до бытового газоиспользующего оборудования, размещенного внутри помещения, бытовое газоиспользующее оборудование и технические устройства на газопроводах, в том числе регулирующая и предохранительная арматура, системы контроля загазованности помещений, индивидуальный или общий (квартирный) прибор учета газа;

"домовладение" - жилой дом (часть жилого дома) и примыкающие к нему и (или) отдельно стоящие на общем с жилым домом (частью жилого дома) земельном участке надворные постройки (гараж, баня (сауна, бассейн), теплица (зимний сад), помещения для содержания домашнего скота и птицы и иные объекты).

8.1 Классификация газов

Газы, подаваемые потребителям, в соответствии с ГОСТ Р 50696-2006 [30] подразделяются на три класса:

первый класс – искусственные газы групп „а“ и „б“ с диапазоном регулирования числа Воббе от 17,63 до 28,7 МДж/м³;

второй класс – природные газы групп „Н“ и „L“ с диапазоном числа Воббе от 37,1 до 52,4 МДж/м³:

для групп „Н“ число Воббе от 43,4 до 52,4 МДж/м³,

для группы „L“ число Воббе от 37,1 до 42,7 МДж/м³;

третий класс – сжиженные газы с диапазоном числа Воббе от 72,0 до 85,3 МДж/м³.

Примечание. Число Воббе W - показатель, представляющий отношение теплоты сгорания газа к корню квадратному его относительной плотности. Характеризует постоянство теплового потока, получаемого при сжигании газа. Различают число Воббе низшее (W_n) и высшее (W_o).

8.2 Газовые горелки

Газовая горелка – это устройство, обеспечивающее подачу газа или газа и воздуха, их перемешивание внутри горелки или на выходе из неё, зажигание образующейся газозоудушной смеси, а также устойчивый процесс горения.

Горелки стола плиты и духового шкафа должны обеспечивать устойчивое горение газа без отрыва и проскока пламени. В местах соединения составных частей горелки утечка газозоудушной смеси не допускается.

Сопла горелок должны быть сменными и предназначаться для газов определённого класса. Сопла должны иметь маркировку с указанием номинального отверстия.

В зависимости от способа подачи воздуха для сжигания газозоудушной смеси и давления газа они подразделяются на горелки:

- 1) диффузионные (атмосферные) низкого и среднего давления газа;
- 2) инжекционные низкого и среднего давления;
- 3) с принудительной подачей воздуха от вентилятора также низкого и среднего давления;
- 4) комбинированные низкого и среднего давления.

Каждая из четырёх групп горелок может быть приспособлена к работе на газе низкого давления до 500 мм вод. ст. и среднего давления от 500 мм вод. ст. до 0,3 МПа (3 кг/см²).

В большинстве бытовых приборов используются горелки диффузионные или инжекционные низкого давления.

На рисунке 8.1 приведена одна из конструкций инжекционной горелки. Кривые расхода газов в зависимости от давления газа перед горелкой представлены на рисунке 8.2.

У диффузионных (атмосферных) горелок газ и воздух в зону горения поступают отдельно и смесеобразование происходит за счёт диффузии (проникновение одного вещества в другое). При этом воздух поступает из окружающего пространства за счёт разрежения, создаваемого газовой струёй.

Согласно [54] горелки рассчитаны на давление газа перед ними $30 \div 40$ мм вод. ст. и на расход $1 \div 10$ м³/ч.

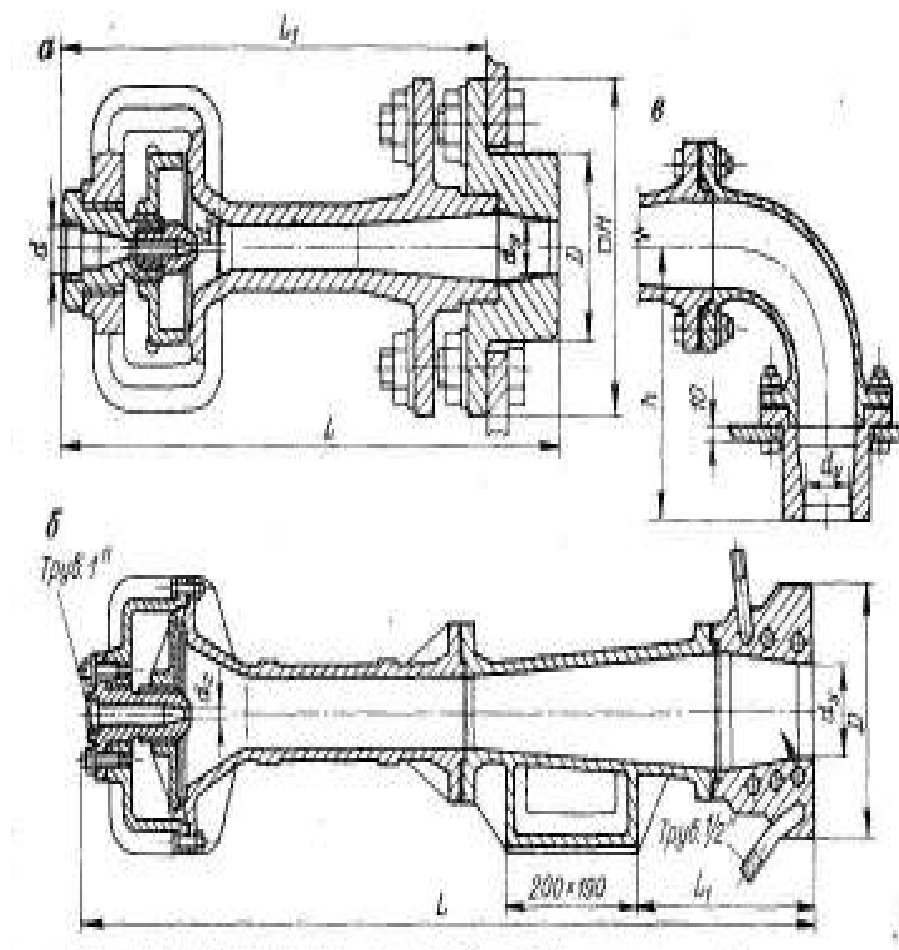
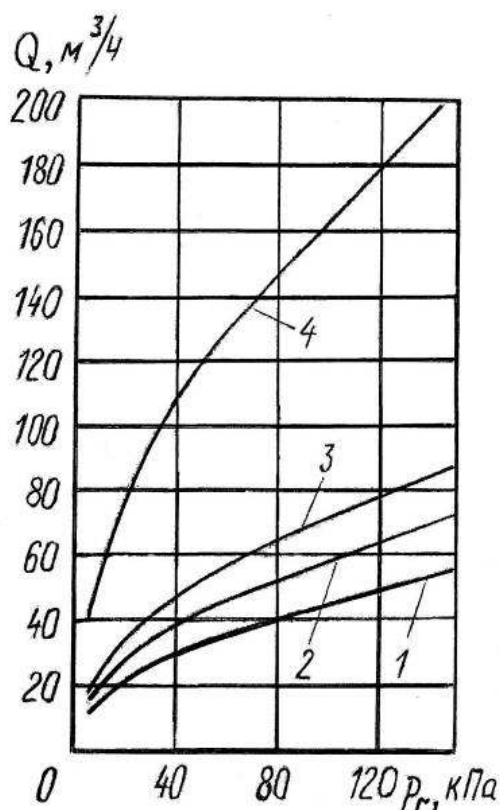


Рисунок 8.1– Инжекционные горелки В и ВП конструкции
Стальпроекта: а – тип В-15-75; б – типа В-86-100; в – типа ВП

Работа инжекционной горелки низкого давления сильно зависит от теплотворной способности газа. При сжигании газа с низкой теплотой сгорания (4000 ккал/м^3) допустимо давление газа перед горелкой $60 \div 70 \text{ мм вод. ст.}$, а для газа с теплотой сгорания 8500 ккал/м^3 необходимо давление газа не менее 110 мм вод. ст. Поэтому при использовании природных газов целесообразно перед газовыми приборами иметь давление 130 и до 200 мм вод. ст. [40,41].



Газы: 1- природный (с $Q_H = 35 \text{ МДж/м}^3$); 2 - 3- смешанный природно-коксый (2 - с $Q_H = 30,2 \text{ МДж/м}^3$, 3 - с $Q_H = 26,9 \text{ МДж/м}^3$); 4 - коксовый (с $Q_H = 17,1 \text{ МДж/м}^3$).

Рисунок 8.2. Кривые расхода различных газов Q в зависимости от давления газа перед горелкой p_r с диаметром огневого насадка. Насадка $d_y = 100 \text{ мм см.}$ рисунок 2.10.

Тепловая мощность горелок определяется по формуле:

$$g = Q_H \cdot Q \text{ кДж/ч или } N = Q_H \cdot Q / 3600 \text{ кВт}$$

где Q_H – низшая теплота сгорания газа, кДж/м^3 ;

Q – расход газа, $\text{м}^3/\text{ч}$;

N – тепловая мощность в кВт.

В технических паспортах бытовых плит (газовых горелок) обычно указывается тепловая мощность в кВт. Тогда расход газа на газовой горелке будет: $Q = N \cdot 3600 / (Q_{\text{н}} \cdot \eta)$ м³/ч.

8.3 Бытовые плиты

Плиты бытовые газовые классифицируются ГОСТ Р 50696 – 2006 [30]:
по числу горелок стола (двухгорелочные, трёхгорелочные, четырёхгорелочные);

по месту установки (напольные, настольные, по возможности компановки с кухонной мебелью, встраиваемые, отдельно стоящие,);

по наличию духового шкафа (с духовым шкафом, без духового шкафа).

В зависимости от применяемых газов плиты могут быть трёх исполнений:

I – для работы на газах одного класса;

II - для работы на газах двух классов;

III - для работы на газах трёх классов.

Рекомендуемая номинальная тепловая мощность горелок стола, кВт:

пониженная – 0,21 ÷ 1,05; нормальная 1,05 ÷ 2,09; повышенная 2,09 ÷ 3,14; большая ÷ свыше 3,14.

В таблице 8.1 и на рисунке 8.3 указаны технические требования к бытовым плитам и их геометрические размеры.

Таблица 8.1 - Плиты газовые бытовые. Общие технические требования

Параметры и размеры	Норма для плит	
	напольных	настольных
1	2	3
Число горелок стола, не менее	2	2
Число горелок стола нормальной тепловой мощности для плит, не менее:		
2-горелочных	1	1
3-горелочных	2	2
4-горелочных	2	2

Продолжение табл.8.1

1	2	3
Тепловая мощность горелок стола, кВт: пониженной нормальной повышенной	0,7± 0,06 1,9± 0,12 2,8±0,12	
То же, основной горелки духового шкафа на единицу объема, кВт/дм ³ , не более	0,09	-
То же, жарочной горелки духового шкафа, кВт, не более	3,5	-
КПД горелок стола при номинальном режиме, %, не менее	56	57
Индекс оксида углерода, об. %, не более	0,010	
Полезный объем духового шкафа, дм ³ , не менее:		
2- и 3-горелочных плит	35	-
4-горелочных и более	45	-
Размеры входного проема духового шкафа, мм, не менее: высота ширина	260 330	
Размеры плиты без учета выступающих элементов обслуживания и декоративных элементов, мм:		
высота H (±5)	850	110; 125
глубина L :		
отдельно стоящей (±5)	450; 600	200; 315
встраиваемой (—10)	600	-
ширина B :		
отдельно стоящей (±5)	500; 520	500
встраиваемой (—10)	600	-
Расстояние b (±5):		
отдельно стоящей	15	-
встраиваемой	40	-
Условный проход входного штуцера газопровода, мм	15	
Масса плиты шириной до 600 мм включительно, кг, не более:		
2-горелочной	40	8
3-горелочной	50	10
4-горелочной	60	15
То же, 3-горелочной шириной до 800 мм, кг, не более	60	15
Концентрация оксидов азота, мг/м ³ , не более	200	

Коммуникации газовых плит на герметичность испытывают в холодном состоянии воздухом, подаваемым на вход плиты под давлением 15 кПа (150 мбар). Утечка воздуха не должна превышать 100 см³/ч.

Утечку воздуха контролируют с помощью волюмометрического устройства или с помощью других устройств, погрешность которых не превышает погрешности волюмометрического устройства.

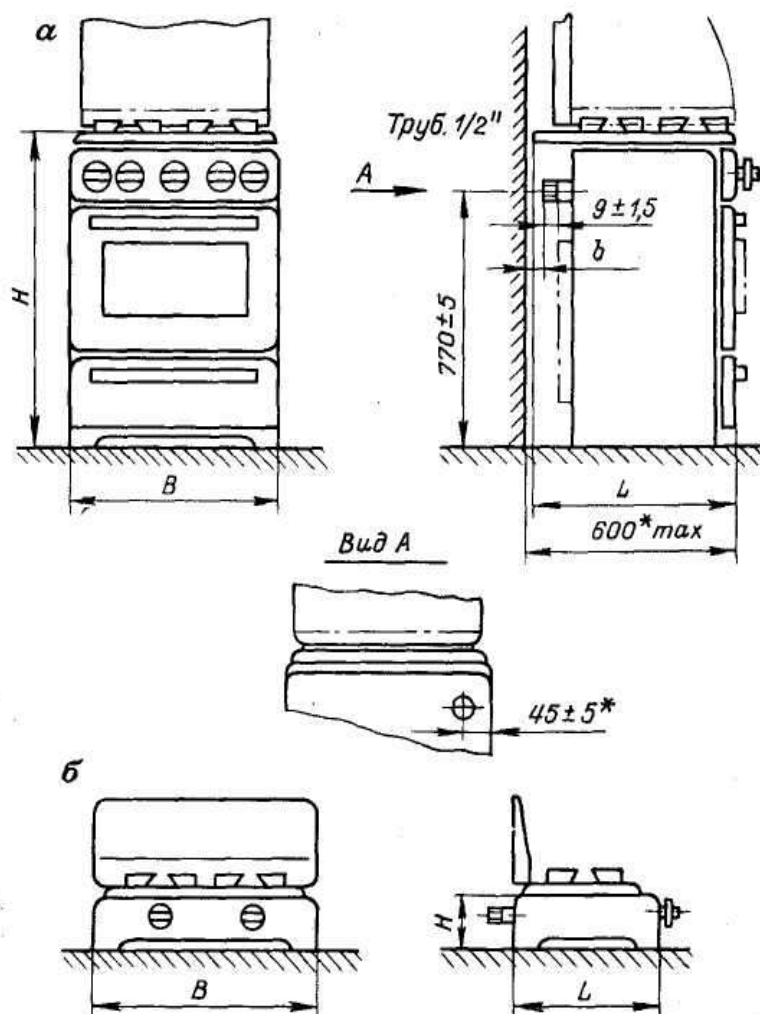


Рисунок 8.3 – Универсальные газовые бытовые плиты:
а – напольные; б – настольные

В Приложении П.3 приведены «Варианты исполнения плит и способы перевода их на газ другого класса или группы», «Газы и их маркировка, применяемые для испытания плит» и «Характеристика испытательных газов».

8.4 Проточные водонагреватели

Газовые проточные водонагреватели (газовые колонки) представляют собой приборы, нагревающие воду с помощью газовой горелки и поддерживающие в ней постоянную температуру.

Все газовые колонки имеют одну принципиальную схему, в основе которой лежит газовая горелка и медный теплообменник, через который проходит вода (рис. 8.4) [2, 40, 41, 74]. От характеристик именно этих составляющих элементов во многом зависит производительность.

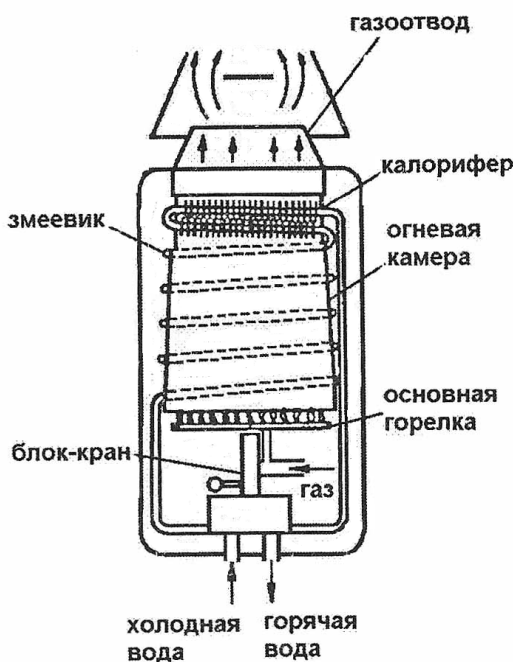


Рисунок 8.4 – принципиальная схема проточного водонагревателя

Существует два типа колонок: с пьезорозжигом и с электрическим розжигом. Запуск газовых колонок с пьезорозжигом производится вручную путем нажатия специальной кнопки. После этого при отключении колонки остается гореть запальный фитиль, который и обеспечивает дальнейший розжиг горелки. В колонках с электрическим розжигом постоянно горящий («пилотный») запальник отсутствует, а включение происходит автоматически за счет искры, вырабатываемой с помощью электричества.

Проверка надежности и гарантированной безопасности работы газового водонагревателя должна проводиться ежегодно, независимо от частоты его использования. Это в основном касается контроля над процессом сгорания газа в основной и запальной горелках.

Если агрегат работает с очень жесткой водой, то со временем может наблюдаться снижение температуры горячей воды или ослабление струи

горячей воды. Это говорит об образовании большого слоя накипи в теплообменнике. Чтобы снизить влияние накипи на работу, рекомендуется получать воду нужной температуры, не смешивая горячую и холодную воду с помощью смесителя, а установив нужную температуру с помощью селектора температур.

8.5 Отопительные емкостные водонагреватели

Отопительные водонагревательные емкостные изготавливаются в соответствии с требованиями ГОСТ 11032-90* [7].

Автоматический газовый водонагреватель АГВ-80 (рис. 8.5) используется для отопления помещений площадью 50...60 м². Он состоит: из внешнего цилиндра - кожуха; внутреннего цилиндрического бака (из оцинкованного стального листа); жаровой трубы с удлинителем тяги; газогорелочного устройства с запальной горелкой; блока автоматики, включающего в себя электромагнитный клапан, термopару, терморегулятор и тягопрерыватель с патрубком для присоединения к дымоходу.

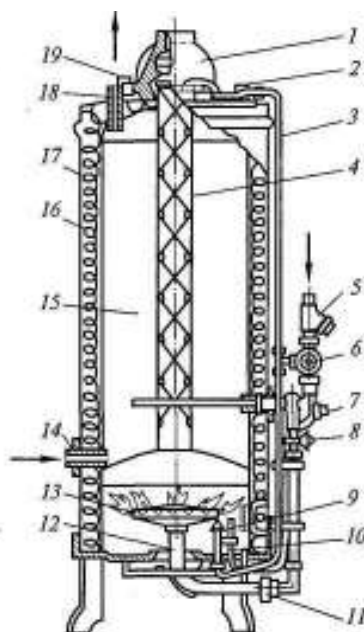


Рисунок 8.5 - Автоматический газовый водонагреватель АГВ-80:

1 - тягопрерыватель; 2 - муфта термометра; 3 - блок автоматики безопасности по тяге; 4 - стабилизатор; 5 - фильтр; 6 - магнитный клапан; 7 - терморегулятор; 8 - кран газовый; 9 - горелка запальная; 10 - термопара; 11 - заслонка; 12 - диффузор; 13 - горелка основная; 14 - штуцер для подачи холодной воды; 15 - бак; 16 - термоизоляция; 17 - кожух; 18 - патрубок для выхода горячей воды к квартирной разводке; 19 - предохранительный клапан

Между кожухом и баком для термоизоляции проложена шлаковата.

Вода в баке водонагревателя находится под тем же давлением, что и в водопроводе. Когда вода нагревается до температуры 80...90°C, терморегулятор автоматически прекращает доступ газа к основной горелке.

При этом пламя запальной горелки продолжает гореть и снова воспламеняет газовоздушную смесь на основной горелке, как только вода охладится. В этом случае терморегулятор откроет проход газа на основную горелку, т.е. пламя запальника нагреет спай хромель-копелевой термопары и возникнет ЭДС, которая будет удерживать электромагнитный клапан открытым.

8.6 Бытовые счетчики газа

Энергетический контроль предлагает бытовые счетчики газа, которые предназначены для измерения объема газа при учете потребления газа индивидуальными потребителями. Чаще всего используют в квартирах, домах, офисах, небольших топочных для локального учёта потребления газа. Это, как правило, счетчики с максимальной пропускной способностью от 1,6 до 4 м³/ч.

В настоящее время измерения расхода и определение количества природного газа осуществляют одним из следующих методов [66]:

- переменного перепада давления (сужающие устройства, осредняющие напорные трубки);
- измерения объемного расхода (объема) газа с помощью СИ объемного расхода (объема) при рабочих условиях с последующим пересчетом к стандартным условиям (турбинные, камерные (ротационные, диафрагменные), вихревые, ультразвуковые);
- измерения массового расхода (массы) газа с помощью СИ массового расхода с пересчетом к объемному расходу (объему) при стандартных условиях (кориолисовые, термоанемометрические (корпусные и погружные)).

Однако наибольшее распространение для коммерческих измерений объема газа получили турбинные, диафрагменные, вихревые и ротационные

расходомеры-счетчики. Их широкое применение объясняется в первую очередь преимуществами, которые они имеют по сравнению с другими типами счетчиков газа, а именно:

- высокая точность измерений на уровне 0,5-2%;
- широкий диапазон измеряемых расходов;
- небольшие длины прямых участков трубопроводов, требуемые для установки РСГ, или отсутствие таковых (кроме вихревых);
- достаточно высокое быстродействие.

В представленной ниже таблице 8.2 указаны области применения преобразователей расхода в соответствии с данным стандартом СТО Газпром 5.32-2009 "Обеспечение единства измерений. Организация измерений природного газа" [36].

Диафрагменный метод измерения газа был изобретен более 170 лет назад, но до сих пор успешно используется во всех странах мира, в том числе и в России. Этот метод прост и одновременно очень надежен. Поэтому, он снискал себе такую мировую славу. Применение приборов учета, в основу которых положен надежный, проверенный временем метод измерения, дополненных современными решениями в части коммуникационных возможностей и управления, позволяет создавать простую, но высокоэффективную систему учета газа в коммунально-бытовом секторе.

Бытовые диафрагменные счетчики газа ВК-G1,6; ВК-G2,5; ВК-G4 и бытовые диафрагменные счётчики ВК-G4Т, ОМЕГА (G1,6; G2,5; G4), NPMG1,6; G2,5; G4 с температурной компенсацией.

В таблице 8.3 приведены сравнительные характеристики между различными бытовыми газовыми счетчиками [38].

Таблица 8.2 - Области применения преобразователей расхода в соответствии с данным стандартом СТО Газпром 5.32-2009

Метод измерения или тип преобразователей расхода, или счетчика	Внутренний диаметр трубопровода, мм	Абсолютное давление газа, МПа	Диапазон расходов	Класс узла измерений ¹	Примечание
1	2	3	4	5	6
Метод переменного перепада давления с СУ	от 150 до 1000	свыше 0,20	1:10 (с двумя преобразователями перепада давления)	Первый, Второй	
Метод переменного перепада давления с осредняющей напорной трубкой	от 300 до 1400	свыше 0,6	1:10 (с двумя преобразователями перепада давления)	Второй	Не применяется для узлов коммерческих измерений
Турбинный	от 50 до 300	свыше 0,10	1:5	Первый	
			1:20	Второй	
Ультразвуковой корпусной	от 100 до 700	свыше 0,3	1:20	Первый	
			1:30	Второй	
Ультразвуковой корпусной	от 100 до 1400>	свыше 0,3	1:50	Второй	Не применяется для узлов коммерческих измерений
Ультразвуковой с накладными датчиками		свыше 1,0			

Продолжение табл. 8.2

1	2	3	4	5	6
Ротационный	от 50 до 200	от 0,10 до 1,6	1:20	Первый	
			1:100	Второй	
Вихревой	от 50 до 300	от 0,15 до 1,6	1:20	Второй	
Термоанемометрический корпусной	от 25 до 150	от 0,05 до 4,0	1:15	Второй	Не применяется для узлов коммерческих измерений
Термоанемометрический погружной	от 80 до 1500	от 0,05 до 2,0	1:10	Второй	
Кориолисовый	от 50 до 150	свыше 0,6	1:10	Первый Второй	

¹ В зависимости от предела допускаемой относительной погрешности измерений расхода и количества газа узлы измерений разделяют на два класса: I класс – предел относительной погрешности не более 1,0 % II класс - предел относительной погрешности более 1,0 %.

Таблица 8.3 - Сравнительные характеристики между различными бытовыми газовыми счетчиками

Название счетчика	Номинальный расход газа	Межповерочный интервал, лет	Расстояние между патрубками, мм	Масса, кг	Габариты, мм
1	2	3	4	5	6
Гранд 1,6	1,6	12	–	0,7	86×86×83
СГБМ-1,6	1,6	12		0,67	70×77×79
Вектор-С	1,6	10		0,5	82×68×62
СГ СГК G1,6	1,6	8		0,42	76×70×70
Тритон газ	1,6	8		2,3	145×100×100
Вектор G1,6, G1,6T	1,6	10	110	2	230×197×170
Вектор G2,5, G2,5T	2,5				
Вектор G4, G4T	4				
NPM-G 1,6	1,6	10	110	1,8	218×188×163
NPM-G 2,5	2,5				
NPM-G 4	4				
УБСГ-001 G4	4	6	–	1,7	236×130×67
УБСГ-001 G6	6				
УБСГ-001 G10	10				
АГАТ G16	16	6	–	3	308×155×85
АГАТ G25	25				
БК-G1,6	1,6	10	110	1,9	194×214×157
БК-G2,5	2,5				
БК-G4, G4T	4				
БК-G6, G6T	6		250	3,8	323×334×215
БК-G10, G10T	10			5,7	323×334×215

Продолжение табл. 8.3

1	2	3	4	5	6
БК-G1,6	1,6	10	110	1,9	195×212×155
БК-G2,5	2,5		250	3,5	241×327×163
БК-G4	4				
БК-G6	6				
БК G10	10		250 или 280	4,3 или 5,7	320×334×218 или 330×405×234
БК-G4T	4		250	3,5	241×327×163
БК-G6T	6		110	3,5	241×327×163
БК-G10T	10			4,3	320×334×218
СГБ G2,5 Сигнал, СГБЭТ G2,5	2,5			2,1	235×198×167
СГБ G4 Сигнал, СГБЭТ G4	4	10	–	3,5	293×206×129
СГБ G2,5	2,5				
СГБ G4-1	4				
СГБ G6	6				

При монтаже счётчиков используются как металлические, так и полиэтиленовые трубы. Крепление счётчиков с помощью металлических труб требует проведения сварочных работ. Такой способ используется при монтаже счётчиков в новых строящихся домах, которые в соответствии с действующими правилами в обязательном порядке должны быть оснащены приборами учета, в том числе счётчиками газа.

При монтаже счётчиков газа в домах старого фонда наиболее эффективным и безопасным является монтаж счётчиков с помощью гибкой гофрированной подводки. Возможность применения гибкой подводки отражена в СП 42-101-2003 „Общие положения по проектированию и строительству газораспределительных систем из металлических и полиэтиленовых труб” [71], раздел 6 „Газопроводы и газоиспользующее оборудование” и в СНиП 42-01-2002 „Газораспределительные системы” [70], раздел 7 „Внутренние газопроводы”.

9 Автоматизированные системы управления процессом распределения газа

Автоматизированные системы управления технологическими процессами распределения газа (АСУ ТП РГ) имеют централизованную структуру, основными элементами которой являются контролируемые пункты (КП) на наружных сетях и сооружениях системы распределения газа (нижний уровень АСУ ТП РГ) и центральный диспетчерский пункт (ЦДП) (верхний уровень АСУ ТП РГ).

Верхний уровень АСУ ТП РГ реализуется в ЦДП в виде одного или нескольких автоматизированных рабочих мест (АРМ), связанных между собой локальной вычислительной сетью (ЛВС).

При необходимости создания многоуровневых АСУ ТП РГ предусматриваются промежуточные пункты управления (ППУ), координирующие работу КП. Работа ППУ координируется ЦДП. Допускается совмещение ППУ с одним из КП.

АСУ ТП РГ охватывают следующие газорегулирующие сооружения (ГС):

ГРС — связывающие магистральные газопроводы с городской (региональной) системой газораспределения (при соответствующем согласовании с организацией, эксплуатирующей данные магистральные газопроводы);

ГРП — обеспечивающие редуцирование давления газа в сетях высокого и среднего давления;

ГРП — питающие тупиковые сети низкого давления с часовым потреблением газа свыше $1000 \text{ м}^3/\text{ч}$ (при нормальных условиях);

ГРП потребителей с расчетным расходом газа свыше $1000 \text{ м}^3/\text{ч}$ (при нормальных условиях) — имеющие особые режимы газоснабжения или резервное топливное хозяйство;

ГРП — питающие кольцевые сети низкого давления;

ГРП — расположенные в удаленных населенных пунктах.

Количество потребителей, охваченных АСУ ТП РГ, должно, как правило, обеспечивать контроль потребления не менее 80 % объема газа, потребляемого городом (регионом) с учетом сезонных колебаний потребления.

АСУ ТП РГ содержат информационные функциональные подсистемы, реализующие комплексы задач (КЗ). Система газораспределения, содержащая более 50 газовых объектов и обслуживающая город (регион) с

населением свыше 500 тыс. человек, может быть оснащена АСУ ТП РГ, включающими в себя помимо функциональных подсистем информационного характера, функциональные подсистемы, реализующие комплексы задач (задачи). Более подробно см. СП 42-101-2003 [70].

Для реализации функциональных подсистем АСУ ТП РГ, приведенных в таблицах 8 и 9, комплекс средств автоматизации (КСА) нижнего уровня АСУ ТП РГ должен, как правило, обеспечивать выполнение следующих функций:

а) измерение с периодичностью не более 5 с физических значений следующих параметров функционирования ГС:

- давление газа на каждом входе ГС (измеряется, если замерный узел расхода газа установлен после узла редуцирования давления газа);

- давление газа перед каждым замерным узлом расхода газа;

- перепад давления газа на каждом сужающем устройстве замерного узла расхода газа или объем газа по каждому замерному узлу расхода газа (при применении счетчиков расхода газа);

- температура газа по каждому замерному узлу;

- давление газа на каждом выходе ГС;

- положение регулирующего устройства;

б) сравнение измеренных значений параметров функционирования ГС с заданными минимальными и максимальными их значениями, фиксация и запоминание значений отклонений;

в) контроль с периодичностью не более 5 с следующих параметров состояния технологического оборудования ГС:

- положение запорного устройства;

- засоренность фильтра (норма/выше нормы/авария);

- состояние предохранительно-запорного клапана («закрыт/открыт»);

- загазованность помещения (норма/выше нормы);

- температура воздуха в помещении (норма/выше нормы/ниже нормы, пределы), устанавливается в соответствии с паспортными данными на приборы и оборудование;

- состояние дверей в технологическом и приборном помещении (открыты/закрыты);

- признак санкционированного доступа в помещение (свой/чужой);

г) контроль отклонений параметров состояния технологического оборудования от установленных значений в соответствии с паспортными

данными на технологическое оборудование, фиксация и запоминание отклонений;

д) расчет расхода и количества газа через каждый замерный узел ГС, основанный на методе переменного перепада давления, в соответствии с ГОСТ 8.563.1 [23], ГОСТ 8.563.2 [24] при применении счетчиков;

е) расчет объемов газа по каждому замерному узлу за следующие периоды: - 5 с (значение мгновенного расхода газа);

- 1 ч; - 1 сут; - 1 мес;

ж) ввод и хранение следующих нормативно-справочных данных: - текущее время; - дата (год, месяц, число);

- код (номер) замерного узла, название и код автоматизированного ГС;

- плотность газа в нормальных условиях;

- диаметр измерительного трубопровода;

- диаметр отверстия диафрагмы;

- тип устройства отбора давления;

- тип счетчика расхода газа;

- барометрическое давление;

- диапазоны измерения датчиков давления;

- диапазоны измерения датчиков температуры;

- диапазоны измерения перепада давления дифманометром (при применении сужающих устройств) или диапазон измерения расхода газа счетчиками;

- величины наименьшего перепада давления, при которых погрешность измерения расхода газа превосходит допустимую при применении сужающих устройств;

- величины максимальных перепадов давления, при которых должны происходить переключения дифманометров (при применении сужающих устройств);

з) автоматическое фиксирование во времени и запоминание технологических параметров функционирования ГС при следующих нештатных ситуациях:

- изменение введенных в функциональный блок данных, влияющих на результаты вычисления расхода газа;

- поочередное переключение датчиков перепада давления, давления и температуры на режим калибровки;

- переключение датчиков перепада давления, давления и температуры в рабочий режим;

- отклонение значений перепада давления за пределы рабочего диапазона дифманометров (при применении сужающего устройства);
- отклонение давления газа за пределы значений, установленных договором с потребителем газа;
- отказ датчиков контроля состояния технологического оборудования;
- отказ датчиков перепада давления, датчиков давления и температуры газа, счетчиков расхода газа;
- замена текущих показаний датчиков перепада давления, давления и температуры константами;
- отклонение напряжения электропитания за допускаемые значения;
- отсутствие сетевого электропитания;

и) комплекс средств автоматизации ГС должен запоминать и передавать в ЦДП по каждому замерному узлу ГС информацию, необходимую для составления на верхнем уровне системы следующих видов отчетов: месячный, суточный, часовой, оперативный (по вызову). Каждый вид отчета должен содержать:

- название (код) КП;
- код (номер) замерного узла КП;
- дату и время составления отчета;
- значение всех введенных оператором констант и время их введения.

В месячном отчете представляются значения параметров потока газа за каждые сутки за последний контрактный месяц. Отчет должен, как правило, содержать следующие данные:

- дату (число, месяц, год);
- объем газа при нормальных условиях за каждые сутки, м^3 ;
- суммарный объем газа при нормальных условиях за отчетный период, м^3 ;
- средний суточный расход, $\text{м}^3/\text{ч}$;
- среднесуточное значение перепада давления, МПа (для диафрагм);
- среднесуточное значение давления на входе замерного узла, МПа;
- среднесуточное значение атмосферного давления;
- среднесуточное значение температуры газа;
- изменение данных, которые могут повлиять на результаты расчета, и время их введения;
- нештатные ситуации и время их возникновения.

В суточном отчете должны быть представлены параметры потока газа за каждый час прошедших суток. Отчет содержит следующие данные:

- дату (число, месяц, год);
- время (часы, минуты);
- объем газа при нормальных условиях за каждый час, м^3 ;
- суммарный объем газа при н.у. за суточный период, м^3 ;
- среднее часовое значение перепада давления (для сужающих устройств), среднее часовое значение давления на входе замерного узла, среднее часовое значение температуры газа;

- изменение данных, которые могут повлиять на результаты расчета, и время их введения;

- нештатные ситуации и время их возникновения.

Часовой отчет содержит:

- время (начало часа);
- средний расход газа за час, $\text{м}^3/\text{ч}$;
- средний перепад давления за час (для сужающих устройств);
- среднее давление на входе замерного узла за час;
- среднюю температуру газа за час;
- записи о вмешательстве оператора и нештатных ситуациях.

Оперативный отчет содержит полученные в результате последнего расчета, предшествующего сигналу запроса (опроса), следующие данные:

- текущее время (время опроса);
- давление газа на каждом ЗУ, МПа;
- температура газа на каждом ЗУ;
- мгновенный расход газа на каждом ЗУ, $\text{м}^3/\text{ч}$;
- интегральный расход газа на каждом ЗУ, $\text{м}^3/\text{ч}$;
- изменение данных, которые могут повлиять на результаты расчета, и время их введения;

- нештатные ситуации и время их возникновения;
- давление газа на каждом входе ГС, МПа;
- давление газа на каждом выходе ГС (для сетевых ГРС, ГРП), МПа;
- данные о состоянии технологического оборудования;
- перепады давления на фильтрах.

Информация о расходе газа объектами газопотребления, контролируемые АСУ ТП РГ, и информация об объеме газа, поступающем в систему газораспределения города (региона) через сетевую (сетевые) ГРС из магистральных газопроводов, должна быть пригодна для взаимных расчетов за поставленный газ по действующим нормативным документам.

Допускается не устанавливать регистрирующие приборы давления и расхода газа в ГС, охваченных АСУ ТП РГ.

Регулирование параметров технологического процесса газораспределения в АСУ ТП РГ производится по командным сигналам с ЦДП путем воздействия на управляющие и исполнительные устройства, установленные на газовых объектах газораспределительной системы.

Для управления отключающими устройствами применяются дистанционно управляемые задвижки или предохранительные клапаны, а для управления настройкой регуляторов давления газа - переключаемые или плавно настраиваемые регуляторы управления, при этом на ГРП низкого давления настройка должна осуществляться с установкой не менее трех уровней выходного давления.

ЦДП следует размещать в помещениях, обеспечивающих оптимальные условия эксплуатации аппаратуры и комфортные условия работы диспетчерского персонала.

КП, оборудуемые на ГРС, ГРП (ГРУ) и замерных пунктах систем газораспределения, должны иметь:

- а) контур заземления;
- б) отопительную систему, поддерживающую температуру в помещениях не ниже 5°C;
- в) телефонный ввод или каналобразующую аппаратуру радиоканала.

Для размещения аппаратуры АСУ ТП РГ на КП допускается устройство отдельного (аппаратного) помещения, которое, кроме указанных выше требований к обустройству КП, должна иметь не менее площадь 4 м².

10. Объекты транспорта, хранения и распределения сжиженных углеводородных газов

Сжиженные углеводородные газы (пропан-бутан, в дальнейшем СУГ) - смеси углеводородов, которые при нормальных условиях (атмосферное давление и температуре воздуха 0°C) находятся в газообразном состоянии, а при небольшом повышении давления (при постоянной температуре) или незначительном понижении температуры (при атмосферном давлении) переходят из газообразного состояния в жидкое.

Основными компонентами СУГ являются пропан и бутан.

Пропан-бутан (сжиженный нефтяной газ) - это смесь двух газов. В состав сжиженного газа входят в небольших количествах также: пропилен, бутилен, этан, этилен, метан и жидкий неиспаряющийся остаток (пентан, гексан), кроме того в смеси содержится незначительное количество этана, что обеспечивает в зимнее время избыточное давление, необходимое для нормального газоснабжения потребителей.

Сырьем для получения СУГ являются в основном нефтяные попутные газы, газоконденсатных месторождений и газы, получаемые в процессе переработки нефти.

Специфические свойства СУГа определяют условия их распределения и использования. Причем оборудование, применяемое в операциях с СУГом, резко отличается от оборудования, применяемого при использовании сетевого газа. Специфичность свойств СУГа заключается в следующем:

- при небольшом давлении они легко переходят в жидкое состояние, поэтому их хранят, транспортируют, распределяют и используют под давлением собственных паров;
- в газообразном состоянии они тяжелее воздуха, что предопределяет многие приемы безопасной эксплуатации систем СУГа различного назначения;
- они почти в два раза легче воды, а коэффициент их объемного расширения очень велик. Поэтому при заполнении резервуаров сжиженными

газами оставляют свободное пространство (до 15% вместительности резервуара);

- скрытая теплота парообразования незначительна, поэтому расход тепла на испарение СУГ составляет около 0,7% потенциально содержащейся в них тепловой энергии;
- вязкость очень мала, что облегчает их транспортировку по трубопроводам, но и благоприятствует утечкам.

10.1. Требования, предъявляемые к сжиженным углеводородным газам

Сжиженные газы должны соответствовать требованиям введенного с 01.01.82 ГОСТ 20448-80 «Газы углеводородные сжиженные топливные для коммунально-бытового потребления. Технические условия», предусматривающего следующие марки газов и области их применения (табл. 10.1): СПБТЗ смесь пропана и бутана технических зимняя; СПБТЛ - смесь пропана и бутана технических летняя; БТ - бутан технический.

Таблица 10.1 Области применения различных марок сжиженных газов

Система газоснабжения	Зоны страны по ГОСТ 16350 80			
	За исключением холодной зоны		Холодная зона	
	Летний период	Зимний период	Летний период	Зимний период
Газобаллонная:				
- с наружной установкой баллонов;	СПБТЛ	СПБТЗ	СПБТЛ	СПБТЗ
- с внутри квартирной установкой баллонов;	СПБТЛ	СПБТЛ	СПБТЛ	СПБТЛ
- портативные баллоны	БТ	БТ	БТ	БТ
Групповые установки:				
- без испарителей;	СПБТЛ	СПБТЗ	СПБТЗ	СПБТЗ
- с испарителями	СПБТЛ	СПБТЛ	СПБТЗ	СПБТЗ
	БТ	БТ	СПБТЛ	СПБТЛ

Примечания (табл. 10.1):

1. Все зоны за исключением холодной и очень холодной: летний период – с 1 апреля по 1 октября; зимний период – с 1 октября по 1 апреля.

2. Холодная зона: летний период - с 1 июня по 1 октября; зимний период – с 1 октября по 1 июня.

3. Очень холодная зона: летний период - с 1 июня по 1 сентября; зимний период - с 1 сентября по 1 июня.

Состав товарного сжиженного газа различен в зависимости от технологических циклов на нефтеперерабатывающих заводах. При получении его из попутных газов, газов конденсатных месторождений и некоторых других источников возможны примеси небольшой количества этана, пентана и др. При строительстве систем газоснабжения городов и других населенных пунктов, промышленных, коммунально-бытовых предприятий, жилых и общественных зданий, использующих в качестве топлива сжиженные газы предусмотрено применение только фракций C_3 и C_4 и их смеси с избыточным давлением до 1,6 МПа.

По физико-химическим показателям сжиженные газы должны соответствовать нормам, приведенным в табл. 10.2.

Таблица 10.2 Физико-химические свойства сжиженных газов

Показатель	Норма для марки		
	СПБТЗ	САПБТЛ	БТ
Массовая доля компонентов, %:			
- сумма метана, этана и этилена, не более	4	6	6
- сумма пропана и пропилена, не менее	75	Не нормируется	Не нормируется
- сумма бутанов и бутиленов, не менее	Не нормируется	—	60
- то же, не более	Не нормируется	60	—
Жидкий остаток (в том числе углеводороды C_5 и выше) при +20 °С, % по объему, не более	1	2	2
Давление насыщенных паров избыточное, МПа:			
- при +45 °С, не более	1,6	1,6	1,6
- при -20 °С, не менее	0,16	—	—
Массовая доля сероводорода и меркаптановой серы, %, не более	0,015	0,015	0,015
В том числе сероводорода, не более	0,003	0,003	0,003
Содержание свободной воды		Отсутствие	
Содержание щелочи		—	

Сжиженные газы, выработанные в соответствии с требованиями ГОСТ 20448-80, по всем основным показателям находятся на уровне мировых

стандартов, за некоторым исключением, а именно: содержание общей серы по ГОСТ должно быть не менее 0,015 масс, %с, тогда как стандарты других стран предусматривают и более жесткие, и более мягкие требования по этому показателю. Сжиженный газ при массовой доле меркаптановой серы менее 0,002% должен быть одорирован.

10.2 Перевозка сжиженных газов по железным дорогам

Для перевозки сжиженных нефтяных газов по сети железных дорог используются железнодорожные цистерны специальной конструкции Пропан перевозят в стальных цистернах вместимостью 51 или 54 м³ с полезной загрузкой 85%, что составляет соответственно 43 и 46 м³. Кроме пропановых цистерн имеются бутановые с вместимостью резервуара 60 м³ при полезной загрузке 54 м³.

Цистерна представляет собой сварной цилиндрический резервуар со сферическими днищами, расположенный на четырехосной железнодорожной тележке. Крепление резервуара к раме осуществляется стяжными болтами.

Сосуды цистерн на прочность рассчитывают с учетом действия нагрузок от упругости паров жидкого газа при температуре (55 °С) 328 К.

Доставка сжиженных углеводородных газов потребителям по сети железных дорог, кроме специальных цистерн, осуществляется в крытых вагонах, груженных баллонами. Необходимость перевозки баллонов со сжиженным газом по железной дороге возникла при снабжении газом, бытовых потребителей, расположенных в районах, находящихся на значительном расстоянии от кустовых баз и газонаполнительных станций (отдаленные северные районы). В некоторых случаях доставка сжиженного газа бытовым потребителям в баллонах по железной дороге и внутри района обслуживания КБ или ГНС целесообразней, чем доставка газа автотранспортом.

Перевозка баллонов со сжиженным газом допускается только при условии полной исправности баллонов и вентилях, а также наличия на

баллонах установленной окраски и надписей баллона; предохранительного колпака с пломбой отправителя; двух защитных резиновых колец толщиной не менее 25 мм.

Погрузка баллонов в вагоны производится вручную. Баллоны вместимостью 50 л грузятся двумя способами: стоя, в один ряд; лежа, один на другой. Первый способ не требует специальных прокладок между баллонами - прокладками являются сами резиновые кольца на баллонах. Вторым способом требуется специальных изолирующих прокладок и приспособлений для закреплений, чтобы избежать ударов при перевозке.

В настоящее время в основном применяется первый способ транспортировки 50-литровых баллонов. Погрузка 27-литровых баллонов производится в 3 ряда один на другой стоя.

10.3 Перевозка сжиженной газа автотранспортом

Индивидуальные потребители, расположенные вблизи кустовых баз или газонаполнительных станций (до 30 ... 50 км), получают сжиженные газы непосредственно с КБ или ГНС в баллонах. Баллоны доставляются бортовыми автомобилями грузоподъемностью до 2,5 т или специальными автомобилями, приспособленными для развозки баллонов.

При больших расстояниях от индивидуальных потребителей до КБ и ГНС непосредственная доставка сжиженных газов становится нерациональной. В таких случаях организуются промежуточные пункты обмена баллонов (ПОБ). Баллоны, заправленные на КБ и ГНС, доставляются на такие промежуточные пункты в большегрузных автомобилях (бортовых или специально приспособленных).

На промежуточных пунктах производится разлив сжиженных газов в баллоны, куда сжиженные газы с КБ и ГНС доставляются в автоцистернах. В зависимости от установленного на промежуточных пунктах оборудования сжиженные газы из автоцистерны могут сливаться в емкость, соединенную с наполнительной рампой или непосредственно в баллоны посредством

подключения автоцистерн к наполнительной рампе. Баллоны, заправленные на промежуточном пункте обмена баллонов, доставляются автотранспортом потребителю. Таким образом, сжиженный газ доставляется потребителю автотранспортом в баллонах непосредственно с ГНС или через ПОБ.

Автотранспорт баллонов можно разделить на два вида: специальными (баллоновозами) и бортовыми автомобилями.

Специальные автомобили предназначены для перевозки баллонов со сжиженным газом в ячейках кузова. Кузов такой машины представляет клетку, сваренную из металлических груб и уголков. Кузов укрепляется на шасси автомобиля. Баллоны укладываются в ячейки горизонтально к середине кузова. Для облегчения погрузки и разгрузки баллонов их укладывают в ячейки на подвижные ролики, обтянутые резиновыми трубками смягчающими удары. Баллоны в ячейках запираются специальной штангой. Кузов автомобиля сверху покрыт тeneвым кожухом, который предохраняет баллоны от солнечных лучей. В конструкции кузова предусмотрена ячейка, в которой помещается складная тележка, служащая для перемещения, погрузки и разгрузки баллонов. Конструкция тележки позволяет производить загрузку ячеек машины с площадок-платформ газонаполнительных станций и пунктов обмена баллонов.

В России и за рубежом доставка сжиженного углеводородного газа отдаленным от кустовых баз или газонаполнительных станций производственным и коммунально-бытовым хозяйствам осуществляется в резервуарах вместимостью от 0,5 до 3,5 т, получивших название «скользящие». Такой способ снабжения сжиженным газом отдаленных хозяйств очень удобен и выгоден.

В России для газоснабжения различных потребителей (туристских баз, санаториев, домов отдыха, производственных помещений) применяют съемные резервуары РС-1600.

Резервуар представляет собой сварной сосуд, состоящий из цилиндрической обечайки и двух эллиптических днищ, изготовленных из листовой малоуглеродистой стали.

Внизу к корпусу приварены четыре опоры для горизонтальной установки, в центре корпуса - бобышки с нарезными отверстиями для установки арматуры и приборов.

Установленные на резервуаре арматура и приборы, предназначенные для наполнения сжиженным газом, для контроля за давлением, расходом и наполнением, а также редуцирования газа.

На сравнительно небольшие расстояния (до 300 км) сжиженные газы перевозят в автоцистернах. Автомобильная цистерна представляет собой горизонтальный цилиндрический сосуд, в заднем днище которого вварен люк с приборами. Автоцистерны по конструкции и назначению различают транспортные и раздаточные. Транспортные цистерны служат для перевозки относительно больших количеств сжиженного газа с заводов-поставщиков до кустовых баз и газонаполнительных станций, от КБ и ГНС до крупных потребителей и установок со сливом газа в резервуары.

Раздаточные автоцистерны предназначены для доставки сжиженного газа потребителю с разливом в баллоны и снабжены полным комплектом оборудования (насос, раздаточная рамка) для разлива. При необходимости раздаточные автоцистерны могут использоваться как транспортные.

В соответствии с правилами Ростехнадзора РФ ёмкости автоцистерн рассчитывают на рабочее давление при упругости паров при температуре $+50^{\circ}\text{C}$. минимальная расчётная температура для средней полосы страны минус 40°C , а для северных районов минус 70°C .

10.4 Перевозка сжиженных углеводородных газов авиатранспортом

Необходимость в авиаперевозках сжиженного газа возникает в зимний период в северных районах при отсутствии тары и недостаточном запасе газа в навигационный период промышленными и бытовыми потребителями, а также для газоснабжения экспедиций в Арктике и Антарктиде.

Авиаперевозки сжиженного газа осуществляются грузовыми самолетами, груженными баллонами согласно «Правилам воздушных перевозок опасных грузов».

Загрузка баллонов вместимостью по 27 л в зависимости от дальности полета и типа самолета доходит до 500 штук.

Погрузка баллонов в самолет, а также их выгрузка производятся вручную непосредственно с автомобилей.

10.5 Трубопроводный транспорт СУГ

Большие количества сжиженных газов транспортируются по магистральным трубопроводам.

Для предотвращения образования гидратных пробок из-за присутствия влаги к трубопроводам сжиженного газа предъявляются жёсткие требования: полная герметичность арматуры и оборудования; сушка трубопровода перед закачкой СУГа; применение ингибиторов.

На трубопроводах большой протяжённости расстояние между насосными станциями определяется из условия, что давление после НС по прочности трубы не должно превышать расчётное. Рекомендуется принимать давление после насосной станции не более 5 МПа, а перед последующей перекачивающей станцией $P > P_{нас} + (0,5-0,7)$ МПа. Если сжиженный газ из трубопровода поступает в наземные ёмкости, в которых он хранится, то давление в конце должно превышать давление насыщения на (0,15-0,20) МПа.

Из практики эксплуатации трубопроводов рекомендуются значения скорости течения сжиженного газа 0,5-1,5 м/с.

На кустовых базах (ГНС) сжиженного газа применяются вихревые насосы типа С-5/200, С-5/140м, С-5/140, а также вертикальные электронасосы типа ХВГ.

Техническая характеристика таких насосов приведена в таблице 10.3

Таблица 10.3 - Техническая характеристика насосов, применяемых для перекачки сжиженного газа

Насос	Показатели				
	Производительность, м ³ /ч	Напор, м	Количество ступеней	Мощность эл/дв, кВт	Число оборотов, мин.
С-5/200	5	180	8	8	1450
С-5/140м	5	140	8	8	1450
С-5/140	5	143	1	8	2950
2 ХГВ-6х2А-4,5-4	16–24	40–50	2	4,5	2770
3ХГВ-6А-7-4	25–50	40	1	7	2850
3ХГВ-7х2А-20-4	15–30	90–100	2	20	2900
4ХГВ-7х2А-28-4	90	143	2	28	2900
4ХГВ-6А-40-4	60–120	70–80	1	40	2910
3ХГВ-7х2А-10-40	12–30	90	2	10	2400

Вихревой моноблочный электронасос С-5/140 на КБ (ГНС) перекачивает сжиженные газы из резервуаров хранилища в автомобильные цистерны и баллоны, а также может быть использован для установки на автогазозаправщиках и автогазоприцепах для аналогичных целей. Насос применяется как в передвижных, так и в стационарных установках.

Насос марки С-5/140 – одноступенчатый, вихревой, с горизонтальным валом, моноблочной конструкции. Буквы и цифры, составляющие модель

насоса, означают: С - для сжиженных газов, 5 - подача в м /ч, 140 - напор столба перекачиваемой жидкости в м.

Для перекачки сжиженного газа используются компрессоры. Использование их основано на отборе паров сжиженного газа из заполняемого резервуара и нагнетания их в паровое пространство опорожняемого резервуара или железнодорожной цистерны, при этом давление в заполняемом резервуаре понижается, а в опорожняемом – повышается. Резервуары сообщаются между собой по жидкой фазе, и сжиженный газ перетекает из резервуара с большим давлением в резервуар с меньшим.

Кроме того, компрессоры обеспечивают:

- слив сжиженного газа из железнодорожных цистерн в резервуары хранилищ;
- отбор паров сжиженного газа из железнодорожных цистерн после слива;
- перемещение сжиженного газа из резервуара в резервуар;
- наполнение сжиженным газом баллонов и автоцистерн.

На ГНС применяются аммиачные компрессоры холодильных установок. Широкое распространение получили компрессоры типа АВ-75, АВ-100 и АУ-200.

10.6 Хранение сжиженных газов

Для бесперебойного снабжения сжиженным углеводородным газом создана система распределения, основными звеньями которой являются кустовые базы сжиженных газов и газонаполнительные станции.

Кустовые базы обеспечивают СУГом определённый экономический район, а также осуществляют транзитную передачу его небольшим ГНС, не имеющим собственных подъездных железнодорожных путей. ГНС -объекты городского газового хозяйства. КБ и ГНС сооружают по типовым проектам.

Ведущие звенья организационной структуры КБ и ГНС: цех слива-налива сжиженных углеводородных газов и наполнительный цех. В состав первого из них входят - сливо-наливная железнодорожная эстакада, насосно-компрессорное отделение и парк хранения СУГ; второй цех включает наполнительное отделение, отделение слива тяжелых неиспарившихся остатков газа из баллонов, отделение ремонта баллонов, погрузочно-разгрузочные площадки, колонки для наполнения автоцистерн. Годовая мощность КБ и ГНС рассчитывается с учётом плотности населения, радиуса обслуживания, числа потребителей и перспективы их увеличения.

Для расчёта отдельных сооружений определяют максимальную суточную производительность, которая значительно меняется в связи с сезонной неравномерностью потребления газа.

Применяются следующие методы хранения сжиженных газов:

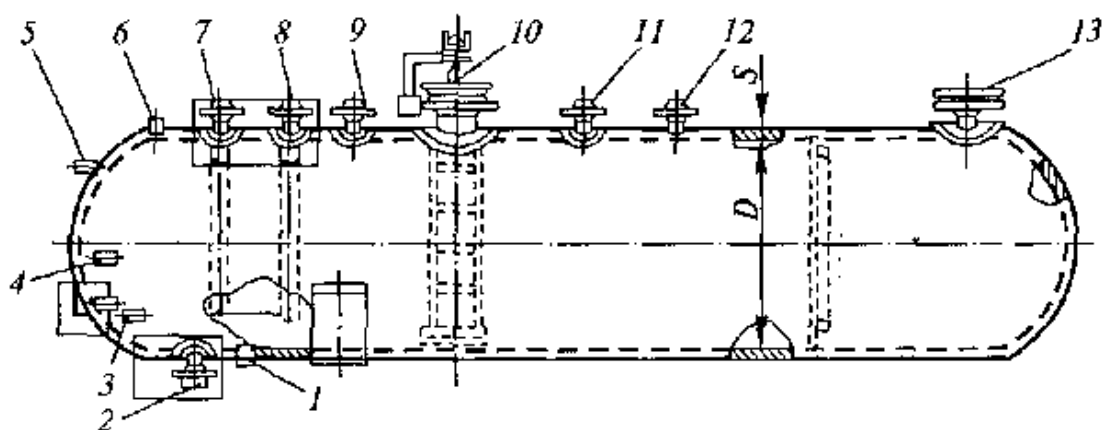
- в стационарных емкостях надземных и подземных;
- в изолированных емкостях при атмосферном давлении и низкой температуре.
- в подвижных («скользящих») емкостях и баллонах;
- в искусственно создаваемых пустотах, под землей (подземное хранение);

10.6.1 Хранение при переменной температуре и высоком давлении

Для хранения сжиженного газа широко используются стальные горизонтальные цилиндрические и сферические резервуары.

Наибольшее распространение для хранения СУГ на кустовых базах (КБ) и газонаполнительных станциях (ГНС) получили первые. Они сооружаются объемом не более 200 м³. Повышение их объёма при сравнительно высоком давлении приводит к увеличению толщины корпуса резервуара, а эксплуатация таких ёмкостей становится неэффективной.

Максимальное расчётное давление принимают для пропановых резервуаров - 1,8 МПа и бутановых - 0,7 МПа, что соответствует климатической зоне с самой высокой расчётной температурой внешней атмосферы (328 К). Минимальная температура в надземных резервуарах для территории РФ может достигать 233 К, т.е. при хранении бутана в резервуаре может быть вакуум. Конструкция стального горизонтального цилиндрического наземного резервуара вместимостью 50 м³ для пропана приведена на рисунке 10.1.



1 — муфта для дренажного клапана; 2 — штуцер для жидкой фазы; 3 — штуцер для установки термометра; 4 — муфта для вентилей отбора проб из резервуара; 5 — муфта для настройки уровнемера; 6 — муфта для установки манометра; 7 — штуцер приемный жидкой фазы; 8 — штуцер для уровнемера; 9 — штуцер для сигнализатора уровня жидкости; 10 — люк; 11 — штуцер для установки предохранительно-сбросных клапанов; 12 — штуцер для удаления остатков газа; 13 — штуцер для вентиляции

Рисунок 10.1 - Резервуар для пропана

Установку резервуаров на КБ и ГНС следует предусматривать, как правило, надземную. Подземная установка резервуаров допускается при невозможности обеспечения установленных минимальных расстояний до зданий и сооружений, а также для районов с температурой наружного воздуха ниже допустимой. Согласно технической характеристики резервуара на глубине (1,0-1,5) м — $T_{\max}=298$ К, а $T_{\min}=271$ К.

В классификации резервуаров принято: полезный объем равен 0,83 действительного объема при температуре наполнения продукта 15°C (288 К). При других температурах следует выполнять перерасчет уровня заполнения с учетом правил эксплуатации сосудов, работающих под давлением.

Технические характеристики резервуаров приведены в таблице 10.4 ($V_n = 0,85 \cdot V_o$ при $T = 293$ К). Степень заполнения для надземных и подземных резервуаров обычно принимают 0,85 и 0,90 соответственно.

Таблица 10.4 - Техническая характеристика резервуаров для хранения жидкого пропана и бутана

Тип резервуара	Объем, м ³		Диаметр $D_{вн}$, мм	Общая длина L , мм	Максимальное рабочее давление, МПа
	Общий, V_o	Общий, V_n			
ПС-25	25	21,25	2000	8332	1,8
ПС-50	50	42,5	2400	11356	1,8
ПС- 100	100	85,0	3000	14684	1,8
ПС- 160	160	136,0	3400	18512	1,8
ПС-200	200	170,0	3400	22912	1,8
БС-50	50	42,5	2400	11324	0,7
БС-100	100	85,0	3000	14644	0,7
БС-160	160	136,0	3400	18448	0,7
БС-200	200	170,0	3400	22848	0,7

Сферические резервуары применяются в основном для хранения бутана на пристанционных складах и складах готовой продукции нефтеперерабатывающих и газобензиновых заводов. Из-за более совершенной геометрической формы сферические резервуары требуют меньшего расхода металла на

единицу объема хранилища и меньшую толщину стенок за счет более равномерного распределения напряжений по контуру оболочки.

Однако промышленное изготовление сферических резервуаров ограничено в связи с трудностями, наблюдаемыми при разметке и заготовке листов. Сферическая емкость $V = 600 \text{ м}^3$ изображена на рисунке 10.2.

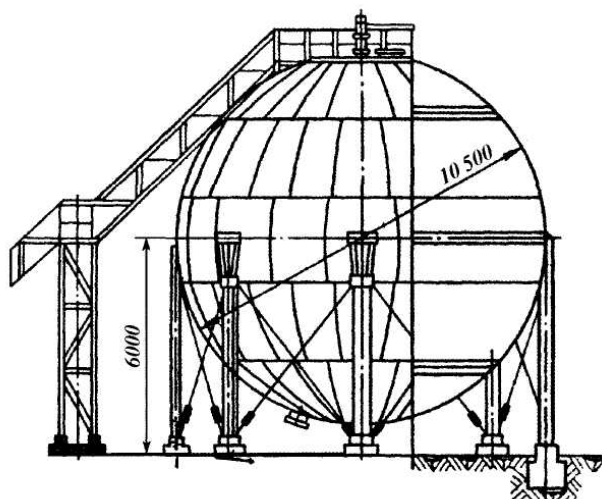


Рисунок 10.2 – Сферический резервуар объемом 600 м^3 для хранения сжиженного пропана

В таблице 10.5 приводятся основные данные по изготавливаемым промышленностью сферическим резервуарам.

Таблица 10.5 - Основные характеристики сферических резервуаров

Показатели	Ед. изм.	Геометрическая емкость		
		550	600	1000
Рабочее давление	МПа (кг/см ²)	1,6(16)	0,6 (6)	0,3 (3)
Диаметр	мм	10200	10500	12430
Строительная высота	мм	11000	11400	13428
Толщина стенки	мм	22	22	25
Общий вес конструкции	т	87	70	97
Объем фундамента	м ³	—	53	127

Сферические резервуары устанавливаются только на поверхности Земли. В нашей стране наибольшее распространение получили резервуары объемом 600 м^3 с расчетным давлением до 1,8 МПа (18 кгс/см²) и толщиной

до 34 мм. Наиболее совершенный способ сооружения резервуаров - сборка их из укрупненных блоков - лепестков. Усовершенствованная технология монтажа сферических резервуаров позволяет предварительно собирать полусферы резервуаров в удобном положении. Лепестки сферических резервуаров изготавливают на заводе горячим штампованием или вальцовкой холодным способом на сферических вальцах с максимально допустимыми по условиям перевозки размерами. Перед отправкой с завода лепестки подвергают контрольной сборке. Указанные сферические резервуары имеют экваториально-меридиональный раскрой оболочки и собираются из двух полушарий с разъемом по экватору. Каждую полусферу собирают из 12 лепестков и днища, состоящего в одних случаях из двух уже собранных на заводе элементов, в других – представляющего одно целое.

10.6.2 Низкотемпературное (изотермическое) хранение

Изотермическое хранение сжиженных углеводородных газов при давлениях, незначительно отличающихся от атмосферного, имеет преимущества из-за меньших металлозатрат, меньшей территории и большей безопасности хранения. Температура хранения жидкого пропана при изменении абсолютного давления 0,102–0,115 МПа колеблется в пределах 2 °С, н-бутана – в пределах 4 °С, изобутана – в пределах 12 °С. При изотермическом хранении сжиженные газы являются насыщенными (кипящими) жидкостями.

При низкотемпературном хранении СУГ необходимо поддерживать давление насыщенных паров, близкое к атмосферному и постоянную низкую температуру в соответствии с условиями насыщения при данном давлении.

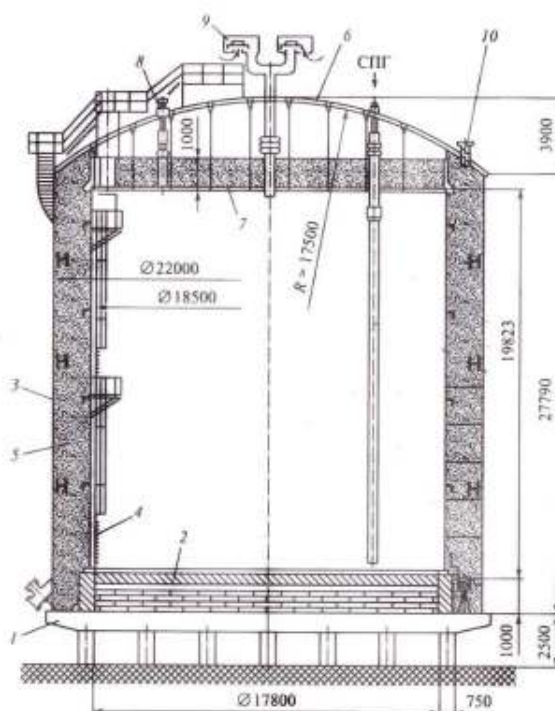
Изотермические емкости СУГ изготавливаются объемом от 700 м³ и больше.

Все современные изотермические хранилища СПГ можно разделить на три основных типа. Наиболее распространенным является свободно стоящий

цилиндрический металлический двустенный резервуар, вокруг которого возведена невысокая земляная или железобетонная дамба. Наружная оболочка резервуара выполняется из углеродистой стали, внутренняя — из хладостойкой (никелевой) стали или алюминия.

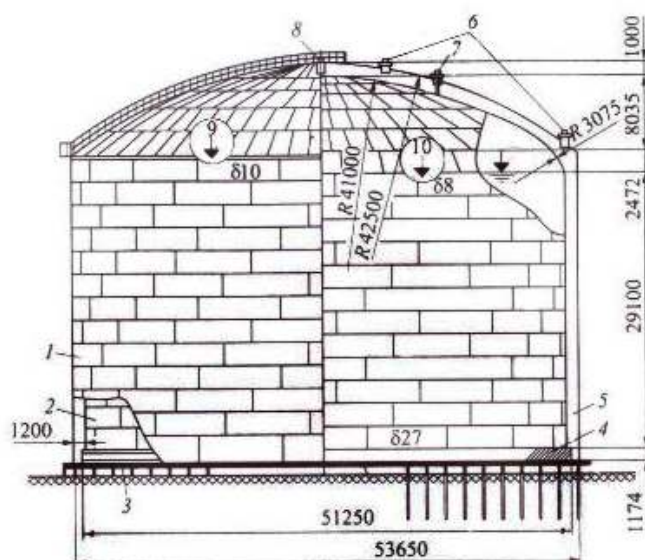
Ко второму типу изотермических хранилищ относятся резервуары, представляющие собой наземные двухстенные резервуары с внутренней металлической и наружной бетонной оболочкой. Для изотермического хранения СПГ применяются также резервуары с железобетонными внутренней и наружной стенками.

Слив СПГ из изотермических резервуаров осуществляется только насосным способом. Реализация насосной подачи криопродуктов целесообразна с использованием центробежных погружных крионасосов, обладающих целым рядом преимуществ по сравнению с центробежными выносными насосами: герметичность корпуса (отсутствие уплотнения вала), компактная конструкция (исключается сложная обвязка стационарного насоса), отсутствие проблем соединений или центровки осей и др.



- 1-опорная плита; 2-пеностекло; 3- наружная оболочка; 4-внутренняя оболочка; 5-перлит;
6-подвесное перекрытие; 7- стекловата; 8- технологические трубопроводы;
9- предохранительные клапаны; 10-люк для засыпки перлита

Рисунок 10.3- Резервуар для хранения СПГ вместимостью 5000 м³



1-наружная оболочка (углеродистая сталь); 2- внутренняя оболочка (нержавеющая сталь с 9% никеля); 3- железобетонное основание на сваях; 4- пеностекло; 5- перлит; 6- люки для загрузки перлита; 7-ввод трубопроводов; 8-люк-лаз; 9- толщина листов наружной оболочки; 10- толщина листов внутренней оболочки.

Рисунок. 10.4 - Стальной резервуар СПГ с внутренней несущей оболочкой вместимостью 50 000 м³.

Общее представление о конструкции таких резервуаров можно получить из рисунков 10.3 и 10.4, где показаны различные типы изотермических резервуаров для хранения СПГ.

10.7 Баллононаполнительное отделение газонаполнительной станции

Баллононаполнительное отделение - одно из основных отделений ГНС. Оно оборудовано раздаточными постами, которые в зависимости от числа заполняемых баллонов бывают ручными, полуавтоматическими и автоматическими. При наполнении до 200-500 баллонов в смену практикуется ручная или полуавтоматическая разливка, при необходимости наполнять свыше 500 баллонов в смену следует переходить на автоматическую разливку.

В наполнительном отделении ГНС выполняются следующие операции: слив из баллонов ней спарившихся остатков, наполнение баллонов газом, контроль степени наполнения баллонов, контроль герметичности баллонов. Этими операциями занято более 20% численности рабочих ГНС.

Процесс наполнения баллонов состоит из двух операций: собственно наполнения и контроля количества залитого в баллон сжиженного газа. Контроль количества газа в баллоне необходимо выполнять с точностью, обеспечивающей безопасную эксплуатацию баллона и правильный расчет с потребителем со стороны торгующей организации.

Количество заполняемого в баллон газа можно оценить взвешиванием или измерением объема жидкости. Потому различают весовой и объемный методы наполнения баллонов сжиженным газом. Весовой метод в настоящее время наиболее распространен как в России так и за рубежом.

Основное звено в механизации и автоматизации процесса наполнения баллонов - карусельный газонаполнительный агрегат. Агрегат представляет собой вращающую платформу, на которую установлены 20 весовых автоматических устройств, предназначенных для заполнения баллонов сжиженным газом. Число автоматических весовых устройств диктуется необходимой производительностью и может быть изменено. Показатели работы карусельных агрегатов приведены в таблице 10.6.

Таблица 10.6 -Эффективность автоматизации процесса наполнения баллонов

Показатели	Карусельные агрегаты			Ручной способ наполнения на медицин. весах
	КГА-МГП-2	КГА-МГП-3	КГА-МГП-5	
Средняя производительность в баллонах при наполнении баллонов емкостью:				
27 л	350	350	350	—
50 л	350	—	350	110–120
80 л	200	—	200	55–60
Количество обслуживаемого персонала	3	1	1;3*	13

Баллоны вместимостью 27 л заполняет 1 оператор; вместимостью 50 и 80 л - 3 оператора. При этом соответственно изменяются габаритные размеры агрегата. На рассматриваемом карусельном агрегате могут заполняться баллоны различной вместимости, за исключением портативных. Привод агрегата состоит из электродвигателя во взрывозащищенном исполнении, коробки скоростей, редуктора и фрикциона. Фрикционом может быть колесо автомобиля или мотороллера. Фрикцион принудительно вращается, одновременно прижимаясь к платформе, и вовлекает ее во вращение за счет сил трения. Привод может быть установлен в любую точку платформы агрегата, что весьма удобно с точки зрения компоновки агрегата в помещении. Коробка скоростей рассчитана на шесть возможных скоростей вращения агрегата.

Установка той или иной скорости зависит от типа заполняемых баллонов и режима работы. Автоматика агрегата работает от сжатого воздуха. Рабочее давление воздуха 0,6 МПа (6 кгс/см²). Сжиженный газ и сжатый воздух подаются от неподвижных трубопроводов к вращающейся центральной части карусельного агрегата через специальное уплотнительное устройство, где обеспечивается полная герметичность и надежная изоляция обоих компонентов.

Основным элементом карусельного агрегата являются автоматическая весовая установка, в которой используются циферблатные весы. Чувствительный элемент автоматики устанавливается с тыльной стороны циферблата весов. На оси указательной стрелки весов с противоположной стороны расположена дублирующая стрелка.

В комплект автоматики входит фильтр воздушный, редуктор давления воздуха, клапан-отсекатель, соединительные трубопроводы, датчик, пневматическая трубка и шланги. При наполнении баллона ось стрелки весов поворачивается на угол, пропорциональный весу газа, поступившего в баллон. Чувствительный элемент установлен на месте, соответствующем весу брутто баллона, заполненного сжиженным газом. Как только весовая

доза достигает заданной величины, срабатывает чувствительный элемент, передавая импульс клапану-отсекателю. Последний отключает подачу газа в баллон. Агрегат имеет также устройства для автоматической установки и снятия баллонов, подающий и отводящий рольганги; контрольные весы; загрузочный и отгрузочный конвейеры. Все оборудование выполнено во взрывозащищенном исполнении.

В нашей стране и за рубежом применяются в основном весовой способ контроля наполнения баллонов методом непосредственного измерения количества газа в баллоне. Однако весовой способ контроля наполнения баллонов имеет ряд недостатков.

Баллоны, находящиеся в обращении, даже с одинаковыми геометрическими размерами, существенно отличаются друг от друга по весу.

Объясняется это значительными допусками на толщину стальных листов, из которых изготавливаются баллоны. При заполнении баллонов на весовых установках (электрических и ручных) оператор каждый раз устанавливает конечный вес брутто баллонов. При этом оператор выполняет в уме операцию сложения весов, что часто приводит к ошибкам установки заданной дозы. Операция установки конечного веса занимает много времени. Так, при работе на карусельном агрегате установка веса дозы занимает около 50% времени обработки баллона оператором на входе агрегата, это ограничивает производительность агрегата.

В соответствии с действующими правилами безопасности степень заполнения баллонов определяется в зависимости от плотности сжиженного газа и разности его температур во время заполнения и последующего хранения. При разности температур до 40°C степень заполнения принимается равной 85%. а при большей разности она должна соответственно снижаться. Дифференцированное заполнение баллонов в зависимости от *изменения плотности сжиженного газа при весовом способе контроля наполнения крайне сложно из-за постоянного контроля за изменением состава газа и температуры*. Но даже в том случае, если бы это удалось осуществить,

возникли бы трудности при определении необходимой весовой дозы, так как оператору в короткое время необходимо производить операцию сложения различных цифр. Автоматизация этой операции является сложной технической задачей.

В связи с большей опасностью переполнения баллона, которое может привести к его разрыву, необходимо контролировать наполнение баллона, залитого на карусельном агрегате. Операция эта при весовом способе контроля не поддается автоматизации. Контроль осуществляется на циферблатных весах контролером. Она занимает длительное время, существенно снижая производительность агрегата. Не исключается возможность пропуска неправильно заполненного баллона. Для повышения личной ответственности контролера на каждый баллон оформляется соответствующий документ, в котором указывается номер баллона, установленная доза наполнения и истинный вес порции. Для оформления этой документации требуется специальный человек.

Указанные недостатки, присущие весовому способу контроля, в основном, не зависят от конструкции агрегата.

Стремление устранить указанные недостатки, снизить стоимость изготовления механизированных наполнительных агрегатов и повысить надежность их работы привело к созданию новой конструкции механизированного агрегата для наполнения баллонов.

В новой конструкции карусельного агрегата, вместо весовых наполнительных ячеек, используется радиоактивный индикатор.

10.8 Регазификация сжиженных углеводородных газов

Сжиженные углеводородные газы для подачи в газораспределительные сети или сразу непосредственно в газовые приборы подвергаются регазификации. Под регазификацией понимают обратный процесс перехода углеводородов из жидкого состояния в газообразное путем испарения или

кипения жидкой фазы и дальнейший перегрев полученных насыщенных паров. Для непрерывного протекания процесса регазификации необходим непрерывный приток теплоты к жидкой и паровой фазам. Отбор паров осуществляется через регулятор давления. Минимальное давление в испарителе обуславливается потерей давления в регуляторе и распределительном газопроводе с учетом номинального давления газовых приборов. Так, для пропана минимальное давление в испарителе при давлении за регулятором 2500...3000 Па может быть в пределах 0,2...1 МПа, что соответствует температуре жидкой фазы для пропана от 248 до 303 К. При этой температуре теплоносителем может быть любая жидкость или газ, имеющие более высокую температуру.

Различают естественную и искусственную регазификации сжиженных углеводородных газов. Естественное испарение сжиженных углеводородных газов происходит обычно в тех же резервуарах и баллонах, где хранится газ. В качестве теплоносителя могут быть использованы воздушная окружающая среда или грунт. Минимальная испаряющая способность резервуаров, расположенных на открытом воздухе, наблюдается в ночные часы или в наиболее холодные сутки года. Минимальная испаряющая способность заглубленных резервуаров наблюдается в весенние месяцы. Минимальное количество испаряемого газа оценивают на основе многолетних замеров температуры воздуха или грунта. При естественном испарении вначале испаряются легкие, затем тяжелые компоненты смеси сжиженных углеводородов. Потребитель получает газ переменного состава и теплоты сгорания, а в резервуаре могут накапливаться тяжелые неиспаряющиеся остатки. В северных районах установки с естественным испарением монтируют в отапливаемых помещениях с одинаковой периодичной температурой, поэтому в этом случае испарение будет происходить более равномерно. При испарении или кипении сжиженных углеводородных газов в специальных теплообменниках путем подачи «горячего» теплоносителя количество испаряемого газа возрастает. Такой метод регазификации

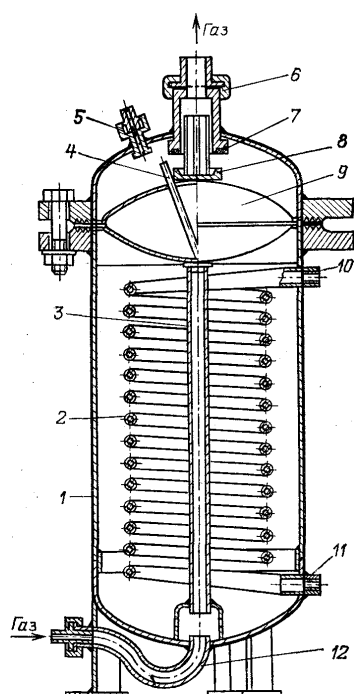
называется искусственным. В качестве теплоносителя широко используют водяной пар или горячую воду, а также продукты сгорания газа. Может быть использован также электрический метод подогрева. К регазификационным установкам сжиженного углеводородного газа с естественным испарением относятся: баллонные установки сжиженного газа, резервуарные установки с естественным испарением, регазификационные и резервуарные установки с искусственным испарением, установки для получения газозоудных смесей, регазификационные установки большой производительности.

Зависимость естественной регазификации от окружающей среды и от потребления газа, а также их недостаточная производительность вынуждает использовать способы искусственной регазификации сжиженных углеводородных газов. Преимущества установок с искусственной регазификацией состоят в большей производительности, не зависящей от внешних условий, в постоянстве состава испаряемого газа и в соответствии его с составом жидкой фазы, хранящейся в резервуаре, а также в независимости от степени заполнения хранилища и в возможности использования смесей газа с большим содержанием более легких углеводородов. Однако для установок искусственной регазификации, для которых необходима непрерывная подача от внешнего источника, отмечается сложность их обслуживания и необходимость установки систем автоматики. Кроме того, в этих установках наблюдается конденсация паров сжиженного углеводородного газа в газораспределительных сетях. Общим для установок искусственной регазификации является генерация пара в движущемся потоке. Конструктивно испарительные теплообменники бывают рекуперативного типа со змеевикомым нагревателем, вертикальные, кожухотрубные, трубчатые с вертикальным или горизонтальным кожухом, пленочные и форсуночные.

10.9 Конструктивные особенности испарителей сжиженных углеводородных газов

Конструктивно испарители сжиженных углеводородных газов делятся на испарители прямого и непрямого подогрева. В первом случае жидкая фаза получает теплоту через стенки непосредственно от горячего теплоносителя. К этому типу относятся змеевиковые, трубчатые, пленочные, форсуночные, электрические и огневые испарители. Испарители непрямого подогрева используют теплоту от промежуточного теплоносителя между подогревателями и стенкой испарителя. В качестве теплоносителя используют в основном горячую воду или водяной пар.

Змеевиковый испаритель (рис. 10.5) представляет собой вертикальный цилиндрический резервуар диаметром 309 мм и высотой 780 мм, внутри которого находится змеевиковый теплообменник из труб размером 28х3 мм, что обеспечивает производительность 100 кг/ч. Сжиженный углеводородный газ подается в патрубок нижнего днища 12 и попадает в испарительное отделение.

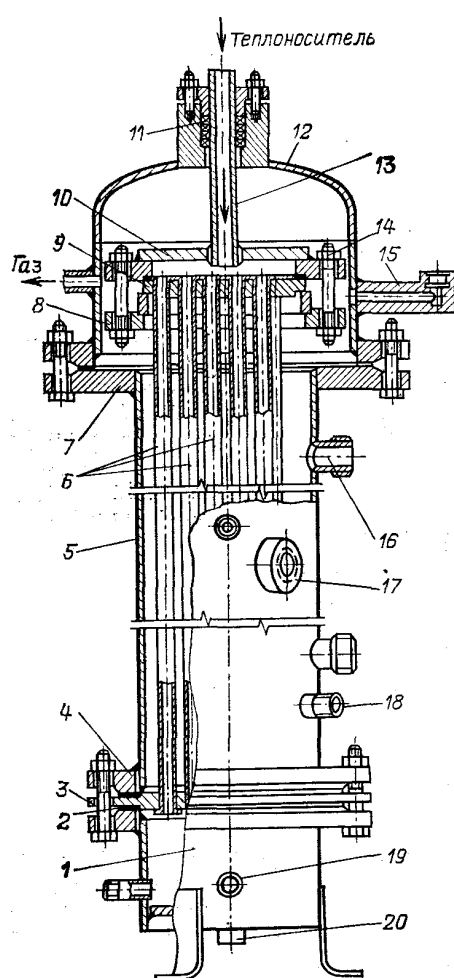


- 1 - вертикальный цилиндрический кожух;
- 2 - змеевиковый теплообменник;
- 3 - трубка, направляющая вертикальный ход поплавка; 4 - уравнивающая паровая трубка поплавка;
- 5 - патрубок предохранительного пружинного клапана; 6 - патрубок выхода насыщенных паров пропан-бутана; 7 - седло предохранительного клапана;
- 8 - золотник предохранительного клапана;
- 9 - поплавковый регулятор предельного уровня сжиженного углеводородного газа; 10 - патрубок входа теплоносителя; 11 - патрубок выхода теплоносителя; 12 - патрубок входа сжиженного углеводородного газа

Рис. 10.5 - Испаритель сжиженного углеводородного газа с погруженным змеевиковым теплообменником

По змеевику 2 подается горячая вода с температурой 353 К. Внутри испарителя, выше змеевика, находится поплавков 9 с клапаном 8, который при подъеме вверх плотно закрывает выходное отверстие паровфазного патрубка 6. При изменении расхода газа жидкая фаза меняет уровень: при малом расходе наблюдается меньшая высота жидкой фазы и меньшее испарение газа, но больший его перегрев и большее давление. При отборе газа давление в испарителе меньше, чем давление в резервуаре. При большом расходе газа уровень жидкости повышается, заливает весь змеевик. После выяснения причин увеличенного расхода испаритель включает в работу обслуживающий персонал.

Трубчатый испаритель состоит из труб, собранных при помощи трубных решеток в кожухе. Вертикальный кожухообразный испаритель сжиженного углеводородного газа с плавающей головкой изображен на рис. 10.6



- 1 - днище; 2 - уплотнительные прокладки
- фланцевых соединений; 3 - нижняя неподвижная
- трубная решетка; 4 - фланцевое соединение днища с
- кожухом; 5 - кожух;
- 6 - трубный теплообменный пучок;
- 7 - фланцевое соединение крышки с кожухом;
- 8 - фланцевое соединение камеры плавающей
- головки;
- 9 - разрезное прижимное кольцо;
- 10 - плавающая головка трубного пучка;
- 11 - сальниковое уплотнение патрубка
- теплоносителя в крышке испарителя;
- 12 - крышка; 13 - патрубок для подачи
- теплоносителя во внутритрубное пространство
- теплообменного пучка;
- 14 - верхняя подвижная трубная решетка;
- 15 - патрубок для предохранительного выпускного
- клапана;
- 16 - патрубок для присоединения контрольного
- уровнемерного вентиля;
- 17 - патрубок для присоединения поплавкового
- регулятора предельного уровня сжиженного
- углеводородного газа; 18 - возврат СУГ в резервуар;
- 19 - патрубок отвода теплоносителя;
- 20 - дренажный патрубок

Рисунок 10.6 - Вертикальный кожухотрубчатый испаритель сжиженного углеводородного газа с плавающей головкой

Сжиженный углеводородный газ поступает в межтрубное пространство испарителя через штуцер 17 и поплавковый регулятор предельного уровня за счет избыточного давления в резервуаре. Теплоноситель (водяной пар) подается сверху по патрубку: 13 в пучок труб 6, проходит через трубки и уходит снизу через выходной патрубок 18 и конденсационный горшок.

Теплообменник работает по принципу противотока. Образующиеся насыщенные пары проходят через верхнюю часть межтрубного пространства испарителя, перегреваются и через выходной штуцер поступают на регулятор давления и далее к потребителю. Для наблюдения за количеством жидкой фазы в испарителе имеется уровнемерное стекло. При изменении отбора газа изменяется уровень жидкой фазы.

В качестве теплоносителя используется водяной пар, который поступает в верхнюю камеру.

Для предотвращения перелива жидкой фазы и попадания ее в регулятор давления и далее в трубопровод установлен регулятор предельного уровня на высоте 1/3 высоты теплообменных трубок 6.

В этом случае при интенсивном кипении жидкой фазы брызги попадают на трубки теплообменника и испаряются. Для пропан-бутана внутритрубное пространство и крышку перегревателя рассчитывают на рабочее давление 1,6 МПа. Разработан ряд трубчатых испарителей горизонтального и вертикального типов с пучками труб U-образной формы.

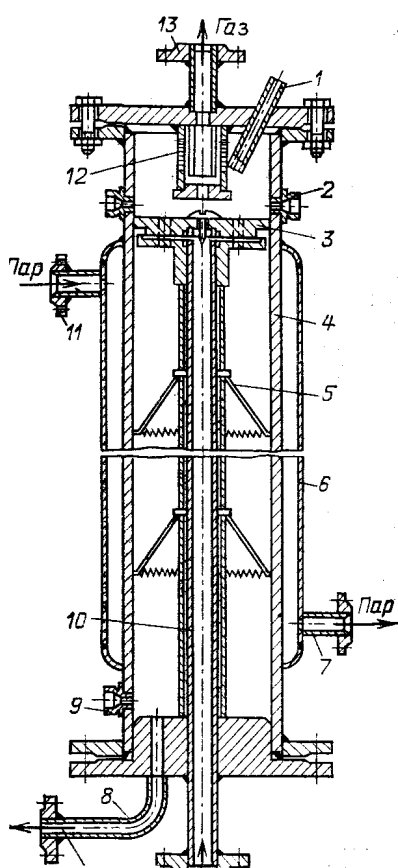
Проходя через теплообменник, пар конденсируется, и из нижней камеры отводится конденсат. По отношению к теплоносителю необходимо иметь в виду, что при использовании в испарителе воды с температурой 80°C удельный тепловой поток значительно превышает удельный тепловой поток с паровым подогревом за счет того, что коэффициент теплопередачи испарителей с водяным теплоносителем 460...580 Вт/(м²·ч·K), а с паровым теплоносителем 230...290 Вт/(м²·ч·K).

Однако расход воды значительно превышает расход пара, и для ее подачи необходим насос, что приводит к целесообразности использования

водяного пара. При наличии недорогих источников теплой воды, во многих случаях являющейся отходом технологических производств, целесообразно использовать водяной подогрев.

Пленочный испаритель (рис. 10.7) весьма компактен. Он состоит из корпуса 4 и рубашки 6, между которыми подается водяной пар. Сжиженный углеводородный газ подается по вертикальной трубке 10 к оросителю 3, откуда попадает на теплоотстойники.

Образовавшиеся пары поступают через специальные отверстия в выходной патрубке 13. Теплоноситель подается в верхний штуцер рубашки 11 и отводится через нижний штуцер 7. К днищу испарителя приварена труба для отвода неиспарившихся остатков 8. Испаритель быстро выходит на рабочий режим, безопасен в работе.

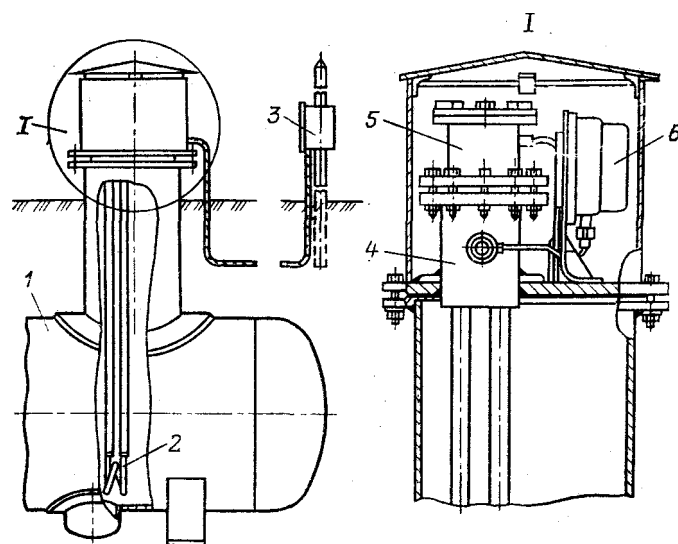


- 1 - штуцер для установки термометра;
- 2 - штуцер для установки манометра;
- 3 - ороситель; 4 - корпус;
- 5 - каплеотбойник;
- 6 - рубашка;
- 7 - отводной штуцер;
- 8 - труба для слива неиспарившихся остатков;
- 9 - штуцер для установки уровня;
- 10 - вертикальная труба;
- 11 - штуцер для подачи теплоносителя; 12 - сепаратор;
- 13 - патрубок

Рисунок 10.7 - Испаритель пленочного типа

Форсуночный испаритель состоит из двух обечаек - внутренней и внешней. Между ними по кольцевому пространству циркулирует теплоноситель - горячая вода или водяной пар. Жидкая фаза впрыскивается во внутреннюю трубу через форсунку. При интенсивном перемешивании капель жидкой фазы с нагретыми парами и испарении на горячей стенке происходит регазификация сжиженного углеводородного газа. Коэффициент теплоотдачи в этом случае достигает $750 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{ч} \cdot \text{К})$. Перегрев полученных паров осуществляется в спиральном перегревателе на выходе испарителя змеевикового типа. Уровень жидкой фазы контролируется поплавковым регулятором, который при предельном уровне прекращает подачу жидкой фазы в испаритель.

Электрический регазификатор (рис. 10.8) сжиженного углеводородного газа состоит из резервуара 1, изготовляемого по типовому проекту, взрывозащищенной коробки 4 с электронагревателем 2, автоматики регулирования и контроля 5, электрического манометра 6 и электрошкафа 3. Электронагреватель 2 опускают в резервуар 1.



1 – резервуар; 2 – электронагреватель; 3 – электрошкаф; 4 – шит приборов автоматики и регулирования; 5 – манометр электрический; 6 – взрывозащищённая коробка

Рисунок 10.8 - Электрический регазификатор

Испарение сжиженного углеводородного газа происходит за счет теплоты электронагревателя, который включается или выключается в зависимости от расхода паровой фазы газа. При давлении, равном верхнему заданному пределу, или при весьма малом расходе электронагреватель отключен, при понижении давления вследствие увеличения расходов газа он включается в работу с помощью электроконтактного манометра. Таким образом, путем поддержания давления в определенных заданных пределах, значения которых устанавливаются в зависимости от режима работы газораспределительной сети, достигается заданная производительность установки.

В огневом испарителе в качестве теплоносителя используют высокотемпературные дымовые газы или раскаленные твердые тела. Для того чтобы языки пламени не касались непосредственно стенок теплообменника (основное требование для огневых испарителей) ставят специальные искрогасители и отбойные экраны. Все испарители должны отвечать «Правилам устройств и установок и освидетельствования сосудов, работающих под давлением».

Испарительные установки должны быть оборудованы регулирующей, предохранительной и контрольно-измерительной аппаратурой, исключающей замерзание используемой в качестве теплоносителя жидкости, выход жидкой фазы из испарительной установки в газопровод паровой фазы, повышение давления газа и жидкой фазы выше принятого для расходных резервуаров. Испарительные установки размещают на открытых площадках или в помещениях, при этом уровень пола не должен быть ниже планировочной отметки земли. Если испарители размещают вне помещений, то предусматривают тепловую изоляцию корпуса. При групповом размещении испарителей расстояния между ними следует принимать не менее 1 м.

10.10 Использование индивидуальных и групповых баллонных установок сжиженного газа

Баллонные установки применяют для снабжения сжиженным газом отдельных потребителей. Индивидуальные баллонные установки состоят из одного или двух баллонов; регулятора, снижающего давление паров сжиженного газа до 3...4 кПа; предохранительных клапанов; запорных вентилей и соединительных трубопроводов.

Баллонные установки можно размещать внутри зданий и снаружи. Установки с одним баллоном располагают в помещении, где потребляется газ, на расстоянии не менее 1,0 м от плиты, радиаторов отопления или печи.

Достоинство установки баллона в помещении — простота монтажа и высокая производительность, так как баллон в любое время года имеет температуру около 20°C, что способствует интенсивному испарению сжиженного газа.

Баллонные установки бывают четырех-, шести-, восьми- и десятибаллонные и предназначены для газоснабжения многоквартирных домов и коммунально-бытовых объектов с расходом газа до 7 м³/ч.

На рис. 10.9 показана групповая баллонная установка из шести баллонов, расположенных в секционном металлическом шкафу.

Баллоны подключены с помощью трубок к общему коллектору. На отводе от коллектора установлены регулятор давления РД-32М, предохранительно-запорный клапан типа ПЗК и запорная арматура.

Металлические шкафы с баллонами могут размещаться на фундаментах у кирпичных и деревянных стен при суммарной вместимости баллонов до 600 л или на отдельно стоящих фундаментах на расстоянии 8 ... 15 м от зданий при суммарной вместимости до 1000 л.

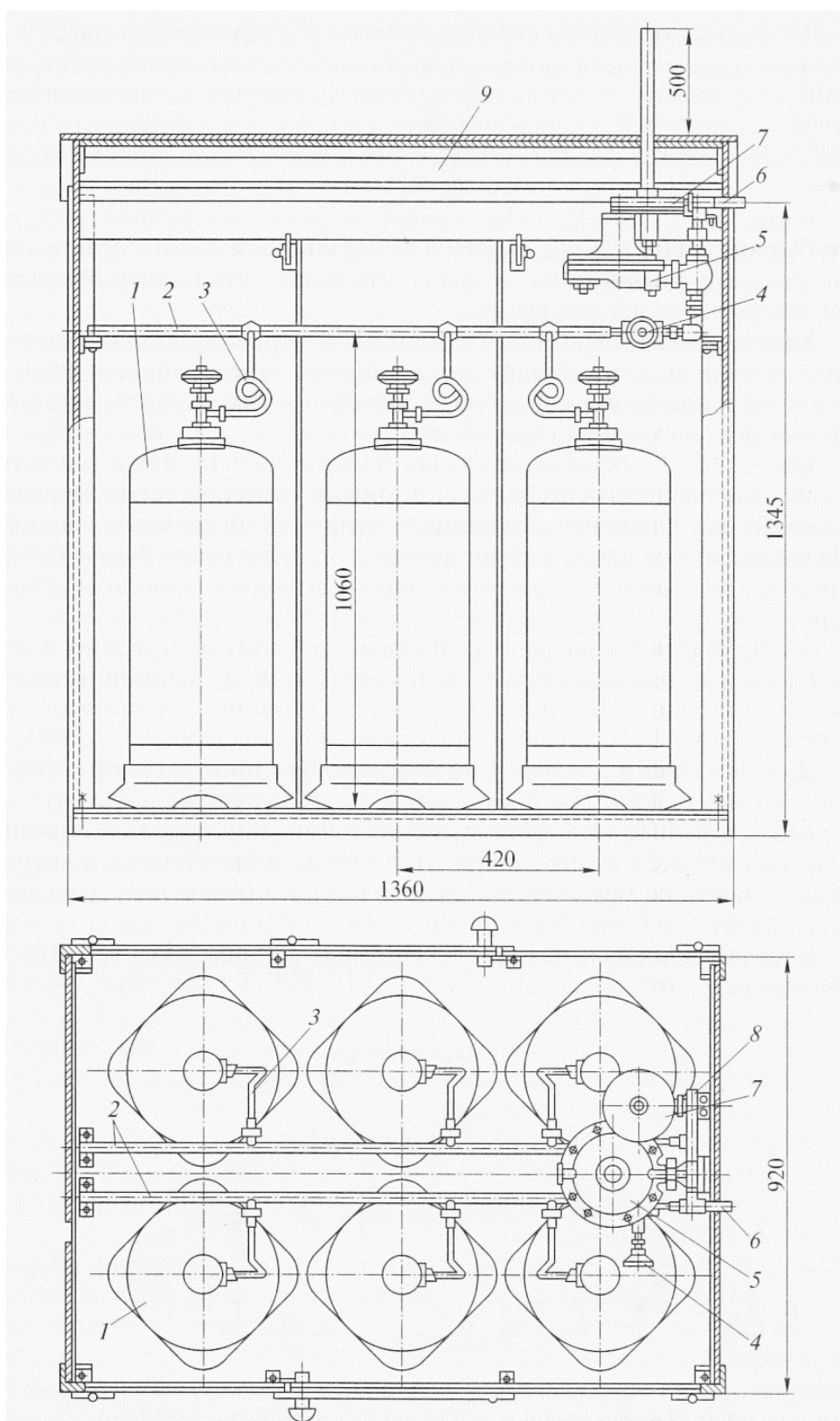


Рис. 10.9 - Групповая баллонная установка в металлическом шкафу: 1 — баллоны; 2 — газовые коллекторы высокого давления; 3 — соединительные трубки; 4 — вентиль газового коллектора высокого давления; 5 — регулятор давления; 6 — патрубок газопровода низкого давления; 7 — предохранительный клапан; 8 — газопровод к предохранительному клапану; 9 — металлический шкаф

Для повышения эффективности естественной газификации сжиженных газов в зимних условиях допускается размещать групповые баллонные установки в специальном отапливаемом здании или пристройке к стене здания. Эти здания и пристройки должны обеспечивать не менее пятикратного воздухообмена в час с удалением воздуха из верхней и нижней зон помещения.

11 Потребление газа

11.1 Годовые расходы газа

При решении вопросов газоснабжения поселений использование газа предусматривается на:

- индивидуально-бытовые нужды населения: приготовление пищи и горячей воды, а для сельских поселений также для приготовления кормов и подогрева воды для животных в домашних условиях;
- отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение жилых и общественных зданий;
- отопление и нужды производственных и коммунально-бытовых потребителей.

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.

Годовые расходы газа для населения (без учета отопления), предприятий бытового обслуживания населения, общественного питания, предприятий по производству хлеба и кондитерских изделий, а также для учреждений здравоохранения рекомендуется определять по нормам расхода теплоты, приведенным в приложении А ГОСТ Р 51617 [31].

Нормы расхода газа для потребителей, не перечисленные в приложении А указанного ГОСТ, следует принимать по нормам расхода других видов топлива или по данным фактического расхода используемого топлива с учетом КПД при переводе на газовое топливо.

При составлении проектов генеральных планов городов и других поселений допускается принимать укрупненные показатели потребления газа, м³/год на 1 чел., при теплоте сгорания газа 34 МДж/м³ (8000 ккал/м³):

- при наличии централизованного горячего водоснабжения - 120;
- при горячем водоснабжении от газовых водонагревателей - 300;
- при отсутствии всяких видов горячего водоснабжения - 180 (220 в сельской местности).

Годовые расходы газа на нужды предприятий торговли, бытового обслуживания непромышленного характера и т.п. можно принимать в размере до 5 % суммарного расхода теплоты на жилые дома.

Годовые расходы газа на нужды промышленных и сельскохозяйственных 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 (теплоты).

Годовые и расчетные часовые расходы теплоты на нужды отопления, вентиляции и горячего водоснабжения определяют в соответствии с указаниями СНиП 2.04.01, СНиП 2.04.05 и СНиП 2.04.07.

Годовые расходы теплоты на приготовление кормов и подогрев воды для животных следует принимать по таблице 11.1.

Таблица 11.1 - Годовые расходы теплоты на приготовление кормов и подогрев воды для животных

Назначение расходуемого газа	Показатель	Нормы расхода теплоты на нужды одного животного, МДж (тыс. ккал)
Приготовление кормов для животных с учетом запаривания грубых кормов и корне-, клубнеплодов	Лошадь	1700 (400)
	Корова	4200 (1000)
	Свинья	8400 (2000)
Подогрев воды для питья и санитарных целей	На одно животное	420 (100)

11.2 Определение расчётных расходов газа

Система газоснабжения городов и других населенных пунктов должна рассчитываться на максимальный часовой расход газа.

Максимальный расчетный часовой расход газа Q_d^h , м³/ч, при 0 °С и давлении газа 0,1 МПа (760 мм рт. ст.) на хозяйственно-бытовые и производственные нужды следует определять как долю годового расхода по формуле

$$Q_d^h = K_{\max}^h Q_y, \quad (11.1)$$

где $K_{\max}^h$ — коэффициент часового максимума (коэффициент перехода от годового расхода к максимальному часовому расходу газа);

Q_y — годовой расход газа, м³/год.

Коэффициент часового максимума расхода газа следует принимать дифференцированно по каждой обособленной зоне газоснабжения, снабжаемой от одного источника.

Значения коэффициента часового максимума расхода газа на хозяйственно-бытовые нужды в зависимости от численности населения, снабжаемого газом, приведены в таблице 11.2; для бань, прачечных, предприятий общественного питания и предприятий по производству хлеба и кондитерских изделий - в таблице 11.3.

Таблица 11.2 - Значения коэффициента часового максимума расхода газа на хозяйственно-бытовые нужды в зависимости от численности населения, снабжаемого газом

Число жителей, снабжаемых газом, тыс. чел.	Коэффициент часового максимума расхода газа (без отопления) $K_{\max}^h$
1	1/1800
2	1/2000
3	1/2050
5	1/2100
10	1/2200
20	1/2300
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

Таблица 11.3 - Значения коэффициента часового максимума расхода газа для бань, прачечных, предприятий общественного питания и предприятий по производству хлеба и кондитерских изделий

Предприятия	Коэффициент часового максимума расходов газа $K_{\max}^h$
Бани	1/2700
Прачечные	1/2900
Общественного питания	1/2000
По производству хлеба, кондитерских изделий	1/6000

Примечание - для бань и прачечных значения коэффициента часового максимума расхода газа приведены с учетом расхода газа на нужды отопления и вентиляции.

Расчетный часовой расход газа для предприятий различных отраслей промышленности и предприятий бытового обслуживания производственного характера (за исключением предприятий, приведенных в таблице 4.3) следует определять по данным топливопотребления (с учетом изменения КПД при переходе на газовое топливо) или по формуле (11.1) исходя из годового расхода газа с учетом коэффициентов часового максимума по отрасли промышленности, приведенных в таблице 11.3.

Для отдельных жилых домов и общественных зданий расчетный часовой расход газа Q_d^h , м³/ч, следует определять по сумме номинальных расходов газа газовыми приборами с учетом коэффициента одновременности их действия по формуле

$$Q_d^h = \sum_{i=1}^m K_{sim} q_{nom} n_i, \quad (11.2)$$

где $Q_d^h = \sum_{i=1}^m$ - сумма произведений величин K_{sim} , q_{nom} и n_i от i до m ;

K_{sim} - коэффициент одновременности, принимаемый для жилых домов по таблице 11.4;

q_{nom} - номинальный расход газа прибором или группой приборов, м³/ч, принимаемый по паспортным данным или техническим характеристикам приборов;

n_i - число однотипных приборов или групп приборов;

m - число типов приборов или групп приборов.

Таблица 11.4 – Коэффициент часового максимума расхода газа предприятий различных отраслей промышленности и предприятий бытового обслуживания производственного характера

Отрасль промышленности	Коэффициент часового максимума расхода газа K_{max}^h		
	В целом по предприятию	По котельным	По пром. печам
1	2	3	4
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	—

Продолжение табл. 11.4

1	2	3	4
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	—

Таблица 11.5 – Значения коэффициентов одновременности, принимаемый для жилых домов

Число квартир	Коэффициент одновременности K_{sim} в зависимости от установки в жилых домах газового оборудования			
	Плита 4-конфорочная	Плита 2-конфорочная	Плита 4-конфорочная и газовый проточный водонагреватель	Плита 2-конфорочная и газовый проточный водонагреватель
1	2	3	4	5
1	1	1	0,700	0,750
2	0,650	0,840	0,560	0,640
3	0,450	0,730	0,480	0,520
4	0,350	0,590	0,430	0,390
5	0,290	0,480	0,400	0,375
5	0,290	0,480	0,400	0,375
6	0,280	0,410	0,392	0,360
7	0,280	0,360	0,370	0,345
8	0,265	0,320	0,360	0,335
9	0,258	0,289	0,345	0,320
10	0,254	0,263	0,340	0,315
15	0,240	0,242	0,300	0,275
20	0,235	0,230	0,280	0,260
30	0,231	0,218	0,250	0,235
40	0,227	0,213	0,230	0,205
50	0,223	0,210	0,215	0,193
60	0,220	0,207	0,203	0,186
70	0,217	0,205	0,195	0,180
80	0,214	0,204	0,192	0,175
90	0,212	0,203	0,187	0,171
100	0,210	0,202	0,185	0,163
400	0,180	0,170	0,150	0,135

Примечания:

1 Для квартир, в которых устанавливается несколько однотипных газовых приборов, коэффициент одновременности следует принимать, как для такого же числа квартир с этими газовыми приборами.

2 Значение коэффициента одновременности для емкостных водонагревателей, отопительных котлов или отопительных печей рекомендуется принимать равным 0,85 независимо от количества квартир.

10.3 Нормы расхода газа на коммунально-бытовые нужды

Таблица 4.5 Нормы расхода газа на коммунально-бытовые нужды (извлечение из ГОСТ Р 51617 [31]).

Потребители газа	Показатель потребления газа	Нормы расхода теплоты, МДж (тыс. ккал)
1	2	3
1. Население		
При наличии в квартире газовой плиты и централизованного горячего водоснабжения при газоснабжении: природным газом СУГ	На 1 чел. в год То же	4100 (970) 3850 (920)
При наличии в квартире газовой плиты и газового водонагревателя (при отсутствии централизованного горячего водоснабжения) при газоснабжении: природным газом СУГ	» »	10000 (2400) 9400 (2250)
При наличии в квартире газовой плиты и отсутствии централизованного горячего водоснабжения и газового водонагревателя при газоснабжении: природным газом СУГ	» »	6000 (1430) 5800 (1380)
2. Предприятия бытового обслуживания населения		
Фабрики-прачечные: на стирку белья в механизированных прачечных	На 1 т сухого белья То же	8800 (2100) 12 600 (3000)
на стирку белья в немеханизированных прачечных с сушильными шкафами на стирку белья в механизированных прачечных, включая сушку и глажение	То же	18 800 (4500)

Продолжение табл. 4.5.

1	2	3
Дезкамеры: на дезинфекцию белья и одежды в паровых камерах	То же	2240 (535)
на дезинфекцию белья и одежды в горячевоздушных камерах	То же	1260 (300)
Бани: мытье без ванн мытье в ваннах	 На 1 помывку То же	 40 (9,5) 50 (12)
3. Предприятия общественного питания		
Столовые, рестораны, кафе: на приготовление обедов (вне зависимости от пропускной способности предприятия)	 На 1 обед	 4,2 (1)
на приготовление завтраков или ужинов	На 1 завтрак или ужин	2,1 (0,5)
4. Учреждения здравоохранения		
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 (760) 9200 (2200)
5. Предприятия по производству хлеба и кондитерских изделий		
Хлебозаводы, комбинаты, пекарни: на выпечку хлеба формового на выпечку хлеба подового, батонов, булок, сдобы	На 1 т изделий То же	 2500 (600) 5450 (1300)
на выпечку кондитерских изделий (тортов, пирожных, печенья, пряников и т. п.)	То же	7750 (1850)

Примечания:

1. Нормы расхода теплоты на жилые дома, приведенные в таблице, учитывают расход теплоты на стирку белья в домашних условиях.

2. При применении газа для лабораторных нужд школ, вузов, техникумов и других специальных учебных заведений норму расхода теплоты следует принимать в размере 50 МДж (12 тыс. ккал) в год на одного учащегося.

12 Расчет диаметра газопровода и допустимых потерь давления

Пропускная способность газопроводов может приниматься из условий создания при максимально допустимых потерях давления газа наиболее экономичной и надежной в эксплуатации системы, обеспечивающей устойчивость работы ГРП и газорегуляторных установок (ГРУ), а также работы горелок потребителей в допустимых диапазонах давления газа.

Расчетные внутренние диаметры газопроводов определяются исходя из условия обеспечения бесперебойного газоснабжения всех потребителей в часы максимального потребления газа.

12.1 Расчёт потерь давления

Расчет диаметра газопровода следует выполнять, как правило, на компьютере с оптимальным распределением расчетной потери давления между участками сети.

При невозможности или нецелесообразности выполнения расчета на компьютере (отсутствие соответствующей программы, отдельные участки газопроводов и т.п.) гидравлический расчет допускается производить по приведенным ниже формулам или по номограммам (приложение Б.1 ÷ Б.15), составленным по этим формулам.

Расчетные потери давления в газопроводах высокого и среднего давления принимаются в пределах категории давления, принятой для газопровода.

Расчетные суммарные потери давления газа в газопроводах низкого давления (от источника газоснабжения до наиболее удаленного прибора) принимаются не более 180 даПа , в том числе в распределительных газопроводах 120 даПа , в газопроводах-вводах и внутренних газопроводах - 60 даПа .

Значения расчетной потери давления газа при проектировании газопроводов всех давлений для промышленных, сельскохозяйственных и бытовых предприятий и организаций коммунально-бытового обслуживания принимаются в зависимости от давления газа в месте подключения с учетом технических характеристик принимаемого к установке газового оборудования, устройств автоматики безопасности и автоматики регулирования технологического режима тепловых агрегатов.

Падение давления на участке газовой сети можно определять:

- для сетей среднего и высокого давлений по формуле

$$\begin{aligned} P_{\text{н}}^2 - P_{\text{к}}^2 &= \frac{P_0}{81\pi^2} \lambda \frac{Q_0^2}{d^5} \rho_0 l = \\ &= 1,2687 \cdot 10^{-4} \lambda \frac{Q_0^2}{d^5} \rho_0 l, \end{aligned} \quad (12.1)$$

где $P_{\text{н}}$ - абсолютное давление в начале газопровода, МПа;

$P_{\text{к}}$ - абсолютное давление в конце газопровода, МПа;

$P_0 = 0,101325$ МПа;

λ - коэффициент гидравлического трения;

l - расчетная длина газопровода постоянного диаметра, м;

d - внутренний диаметр газопровода, см;

ρ_0 - плотность газа при нормальных условиях, кг/м³;

Q_0 - расход газа, м³/ч, при нормальных условиях;

- для сетей низкого давления по формуле

$$P_{\text{н}} - P_{\text{к}} = \frac{10^6}{162\pi^2} \lambda \frac{Q_0^2}{d^5} \rho_0 l = 626,1 \lambda \frac{Q_0^2}{d^5} \rho_0 l, \quad (12.2)$$

где $P_{\text{н}}$ - давление в начале газопровода, Па;

$P_{\text{к}}$ - давление в конце газопровода, Па;

$\lambda, l, d, \rho_0, Q_0$ - обозначения те же, что и в формуле (5.1).

Коэффициент гидравлического трения λ определяется в зависимости от режима движения газа по газопроводу, характеризуемого числом Рейнольдса,

$$Re = \frac{Q_0}{9\pi d\nu} = 0,0354 \frac{Q_0}{d\nu}, \quad (12.3)$$

где ν - коэффициент кинематической вязкости газа, $\text{м}^2/\text{с}$, при нормальных условиях;

Q_0 , d - обозначения те же, что и в формуле (5.1), и гидравлической гладкости внутренней стенки газопровода, определяемой по условию (5.4),

$$Re = \left(\frac{n}{d} \right) < 23, \quad (12.4)$$

где Re - число Рейнольдса;

n - эквивалентная абсолютная шероховатость внутренней поверхности стенки трубы, принимаемая равной для новых стальных - 0,01 см, для бывших в эксплуатации стальных - 0,1 см, для полиэтиленовых независимо от времени эксплуатации - 0,0007 см;

d - обозначение то же, что и в формуле (5.1).

В зависимости от значения Re коэффициент гидравлического трения λ определяется:

- для ламинарного режима движения газа $Re \leq 2000$

$$\lambda = \frac{64}{Re}; \quad (12.5)$$

- для критического режима движения газа $Re = 2000 - 4000$

$$\lambda = 0,0025 Re^{0,333}; \quad (12.6)$$

- при $Re > 4000$ - в зависимости от выполнения условия (12.4);

- для гидравлически гладкой стенки (неравенство (12.4) справедливо):

- при $4000 < Re < 100000$ по формуле

$$\lambda = \frac{0,3164}{Re^{0,25}}; \quad (12.7)$$

- при $Re > 100000$

$$\lambda = \frac{1}{(1,82 \lg \text{Re} - 1,64)^2}; \quad (12.8)$$

- для шероховатых стенок (неравенство (5.4) несправедливо) при $\text{Re} > 4000$

$$\lambda = 0,11 \left(\frac{n}{d} + \frac{68}{\text{Re}} \right)^{0,25}, \quad (12.9)$$

где n - обозначение то же, что и в формуле (12.4);

d - обозначение то же, что и в формуле (12.1).

Расчетный расход газа на участках распределительных наружных газопроводов низкого давления, имеющих путевые расходы газа, следует определять как сумму транзитного и 0,5 путевого расходов газа на данном участке.

Падение давления в местных сопротивлениях (колена, тройники, запорная арматура и др.) допускается учитывать путем увеличения фактической длины газопровода на 5 - 10 %.

Для наружных надземных и внутренних газопроводов расчетную длину газопроводов определяют по формуле (5.10)

$$l = l_1 + \frac{d}{100\lambda} \Sigma_{\xi}, \quad (12.10)$$

где l_1 - действительная длина газопровода, м;

Σ_{ξ} - сумма коэффициентов местных сопротивлений участка газопровода;

d - обозначение то же, что и в формуле (12.1);

λ - коэффициент гидравлического трения, определяемый в зависимости от режима течения и гидравлической гладкости стенок газопровода по формулам (12.5) – (12.9).

В тех случаях, когда газоснабжение СУГ является временным (с последующим переводом на снабжение природным газом), газопроводы

проектируются из условий возможности их использования в будущем на природном газе.

При этом количество газа определяется как эквивалентное (по теплоте сгорания) расчетному расходу СУГ.

Падение давления в трубопроводах жидкой фазы СУГ определяется по формуле (5.11)

$$H = 50 \frac{\lambda V^2 \rho}{d}, \quad (12.11)$$

где λ - коэффициент гидравлического трения;

V - средняя скорость движения сжиженных газов, м/с.

С учетом противокавитационного запаса средние скорости движения жидкой фазы принимаются: во всасывающих трубопроводах - не более 1,2 м/с; в напорных трубопроводах - не более 3 м/с.

Коэффициент гидравлического трения λ определяется по формуле (5.9).

Расчет диаметра газопровода паровой фазы СУГ выполняется в соответствии с указаниями по расчету газопроводов природного газа соответствующего давления.

При расчете внутренних газопроводов низкого давления для жилых домов допускается определять потери давления газа на местные сопротивления в размере, %:

- на газопроводах от вводов в здание:

до стояка - 25 линейных потерь;

на стояках – 20 линейных потерь;

- на внутриквартирной разводке:

при длине разводки 1 - 2 м - 450 линейных потерь;

при длине разводки 3 - 4 - 300 линейных потерь;

при длине разводки 5 - 7 - 120 линейных потерь;

при длине разводки 8 - 12 - 50 линейных потерь;

При расчете газопроводов низкого давления учитывается гидростатический напор H_g , даПа, определяемый по формуле (10)

$$H_g = \pm hg(\rho_a - \rho_0), \quad (12.10)$$

где g - ускорение свободного падения, $9,81 \text{ м/с}^2$;

h - разность абсолютных отметок начальных и конечных участков газопровода, м;

ρ_a - плотность воздуха, кг/м^3 , при температуре газа в газопроводе в $^\circ\text{C}$ и атмосферном давлении в месте прокладки газопровода, см. табл. 2.1;

ρ_0 - обозначение то же, что в формуле (5.1).

Расчет кольцевых сетей газопроводов следует выполнять с увязкой давлений газа в узловых точках расчетных колец. Неувязка потерь давления в кольце допускается до 10 %.

При выполнении гидравлического расчета надземных и внутренних газопроводов с учетом степени шума, создаваемого движением газа, следует принимать скорости движения газа не более 7 м/с для газопроводов низкого давления, 15 м/с для газопроводов среднего давления, 25 м/с для газопроводов высокого давления.

12.2 Определение диаметра газопровода

При выполнении гидравлического расчета газопроводов, проведенного по формулам (5.3) - (5.10), а также по различным методикам и программам для электронно-вычислительных машин, составленным на основе этих формул, расчетный внутренний диаметр газопровода следует предварительно определять по формуле (5.11)

$$d_p = m^1 \sqrt{\frac{AB\rho_0 Q_0^m}{\Delta P_{\text{уд}}}}, \quad (12.11)$$

где d_p - расчетный диаметр, см;

A, B, m, m^1 - коэффициенты, определяемые по таблицам 5.1 и 5.2 в зависимости от категории сети (по давлению) и материала газопровода;

Q_0 - расчетный расход газа, м³/ч, при нормальных условиях;

$\Delta P_{\text{уд}}$ - удельные потери давления (Па/м – для сетей низкого давления, МПа/м – для сетей среднего и высокого давления), определяемые по формуле (5.12)

$$\Delta P_{\text{уд}} = \frac{\Delta P_{\text{доп}}}{1,1L}, \quad (12.12)$$

$\Delta P_{\text{доп}}$ - допустимые потери давления (Па - для сетей низкого давления, МПа/м - для сетей среднего и высокого давления) см. таблицу 8;

L - расстояние до самой удаленной точки, м.

Таблица 5.1 Значения коэффициента A

Категория сети	A
Сети низкого давления	$10^6/(162\pi^2) = 626$
Сети среднего и высокого давления	$P_0/(P_m 162\pi^2)$, $P_0 = 0,101325$ МПа, P_m — усредненное давление газа (абсолютное) в сети, МПа.

Таблица 5.2 – Значение коэффициентов B , m , m^1

Материал	B	m	m^1
Сталь	0,022	2	5
Полиэтилен	$0,3164 (9\pi\nu)^{0,25} = 0,0446$, ν – кинематическая вязкость газа при нормальных условиях, м ² /с. (см. п. 4.3 Вязкость газов)	1,75	4,75

Таблица 5.3 - Суммарные потери давления газа от ГРП или другого регулирующего устройства

Суммарные потери давления газа от ГРП или другого регулирующего устройства до наиболее удалённого прибора, даПа (мм вод. ст.).	В т.ч. в газопроводах:		Примечание
	Уличных и внутриквартальных	Дворовых и внутренних	
180	120	60	1 даПа = 10Па = 10 ⁻⁴ кг/см ² (ат.)

Внутренний диаметр газопровода принимается из стандартного ряда внутренних диаметров трубопроводов: ближайший больший – для стальных газопроводов и ближайший меньший – для полиэтиленовых.

12.3 Вязкость газов

При перемещении слоёв газа относительно друг друга возникает сопротивление, препятствующее этому перемещению. Данное сопротивление принято называют внутренним трением или вязкостью газов.

Вязкости подразделяют на динамическую или абсолютную и кинематическую, математически связанных зависимостью:

$$\nu = \eta / \rho, \quad (12.13)$$

где ν – кинематическая вязкость, $\text{м}^2/\text{с}$;

η – динамическая вязкость, $\text{Н} \cdot \text{с} / \text{м}^2$;

ρ – плотность газа, $\text{кг}/\text{м}^3$.

При известном составе смеси газов её кинематическая вязкость рассчитывается по формуле [18]:

$$\frac{1}{\nu} = \frac{y_1}{\nu_1} + \frac{y_2}{\nu_2} + \dots + \frac{y_n}{\nu_n}, \quad (12.14)$$

где ν_1, ν_2, ν_n – вязкости компонентов (от 1-го до n -го), входящих в смесь;

y – соответственно объёмные концентрации (доли единицы) этих компонентов.

Вязкость метана в зависимости от давления и температуры приведена в таблице 12.4, а вязкости некоторых газов – в таблице 12.5.

Таблица 12.4 - Динамическая вязкость метана [43]

Давление, МПа (кг/см ²)	Динамическая вязкость метана $\eta \cdot 10^6$ (Н·с/м ²) при температуре, °С		
	0	25	75
0,1 (1)	1027	1108	1260
2,0 (20)	1068	1135	1290
6,0 (60)	1220	1260	1355
10,0 (100)	1420	1370	1455
15,0 (150)	1795	–	–
20,0 (200)	2165	1990	1810
30,0 (300)	2800	2510	2230
40,0 (400)	3360	3005	2620
60,0 (600)	–	3890	3330

Вязкость газов в значительной степени зависит от температуры, и эта зависимость определяется по формуле:

$$\nu = \nu_0 \frac{273 + C}{T + C} \left(\frac{T}{273} \right)^{2.5}, \quad (5.15)$$

где ν_0 – кинематическая вязкость при 0°С;

T – абсолютная температура газа, К;

C – постоянная Сёзерленда (таблица 5.5)

Таблица 12.5 – Постоянная Сёзерленда для некоторых газов [18]

Газы	Двуокись углерода	Этилен	Кислород	Окись углерода	Водород	Метан	Азот	Этан	Пропан	Н-Бутан	Бензол
Постоянная Сёзерленд	274	257	138	101	83	198	103	287	324	349	380

Таблица 12.6 Кинематическая вязкость чистых газов при различных температурах [43]

Температура газа, °С	Кинематическая вязкость $\nu \cdot 10^6$ газов, м ² /с										
	Двуокись углерода	Этилен	Кислород	Окись углерода	Водород	Метан	Азот	Этан	Пропан	Н-Бутан	Бензол
0	6,9	7,55	13,5	13,3	92,9	14,4	13,2	6,4	3,5	2,55	2,0
100	12,8	13,7	23,4	22,8	157	25,5	22,8	11,8	6,4	17,1	3,76
200	19,8	21,2	35,2	34,1	233	38,8	34,2	18,4	9,97	–	6,03
300	28,1	30,0	48,7	46,9	322	54,1	47,0	26,1	14,2	–	8,74
400	37,4	39,8	63,6	61,0	421	71,1	61,2	34,8	18,9	–	11,9
500	47,6	50,7	79,8	76,3	531	89,7	76,7	44,4	24,1	–	15,3
600	58,7	62,4	97,3	92,8	652	111	93,3	54,8	29,8	–	19,2
700	70,6	75,0	116	110	781	131	111	65,9	35,8	–	23,3
800	83,3	88,4	136	129	921	154	130	77,8	42,7	–	27,7
900	96,7	103	156	148	1070	178	149	90,	49,1	–	32,5
1000	111	117	178	169	1226	203	170	104	56,3	–	37,4

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Боярко, А.В. Совершенствование управления развития услуг газоснабжения населения (на примере Республики Башкортостан) /А.В. Боярко Автореферат дисс. на соискание уч. степ. канд. эконом. наук. – Екатеринбург, Уральский государств. экономич. университет. – 2004.- 26с.
2. Брюханов, О.Н. Газоснабжение: учеб. пособие для студ. высш. учеб. заведений / О.Н. Брюханов, В.А. Жила, А.И. Плужников. – М.: Изд. центр «Академия», 2008. – 448с.
3. Виноградова, О. Газификация всей России? / О. Виноградова // «Нефтегазовая Вертикаль», 2012, №06. 64-67с.
4. Власов, А.Д., Мурин, Б.П. Единицы физических величин в науке и технике: Справочник /Власов А.Д., Мурин Б.П. М. – М.: Энергоатомиздат. 1990.
5. Газпром в вопросах и ответах: Газотранспортная система России – <http://www.gazpromquestions.ru/transmission/>
6. ГОСТ 1050-88. Государственный стандарт. Прокат сортовой, калиброванной со специальной отделкой поверхности из углеродистой качественной углеродистой стали. - М.: Издательство стандартов, 1991. – 31с.
7. ГОСТ 11032-97. Межгосударственный стандарт. Аппараты водонагревательные емкостные газовые бытовые. Общие технические условия. – Минск, 1997.
8. ГОСТ 12815-80. Государственный стандарт. Фланцы арматуры, соединительных частей и трубопроводов на Ру от 0,1 до 20,0 МПа (от 1 до 200 кгс/см кв.). Типы. Присоединительные размеры и размеры уплотнительных поверхностей. М.: Издательство стандартов, 2001. – 61с.
9. ГОСТ 1583-93. Межгосударственный стандарт. Сплавы алюминиевые литейные. Технические условия. – М.: Издательство стандартов, 2000. – 24с.
10. ГОСТ 17378-2001 (ИСО 3419-81) Межгосударственный стандарт. Детали трубопроводов бесшовные приварные из углеродистой и низколегированной стали. Переходы. – М.: Издательство стандартов, 2001. – 41с.
11. ГОСТ 1928-89. Государственный стандарт. Прокат из стали повышенной прочности. - М.: Издательство стандартов, 1991. – 25с.
12. ГОСТ 21.609-83 СПДС. Газоснабжение. Внутренние устройства. Рабочие чертежи
13. ГОСТ 21552-84*. Межгосударственный стандарт. Средства вычислительной техники. Общие технические требования, приемка, методы испытаний, маркировка, упаковка, транспортирование и хранение

14. ГОСТ 24856-81. Государственный стандарт. Арматура трубопроводная промышленная. Термины и определения. М.: Издательство стандартов, 1999. – 61с.

15. ГОСТ 356-80. Межгосударственный стандарт. Арматура и детали трубопроводов. Давления условные, пробные и рабочие. Ряды. М.: Стандартиформ, 2006. – 20 с.

16. ГОСТ 380-94. Межгосударственный стандарт. Сталь углеродистая обыкновенного качества. Марки. М.: Издательство стандартов, 2001. – 9с.

17. ГОСТ 4543-71. Государственный стандарт. Прокат из легированной конструкционной стали. Технические условия. М.: Издательство стандартов, 2004. – 64с.

18. ГОСТ 4666-75. Межгосударственный стандарт. Арматура трубопроводная. Маркировка и отличительная окраска. – М.: Стандартиформ, 2006. – 7 с.

19. ГОСТ 54981-2012. Национальный государственный стандарт Российской Федерации. Системы газораспределительные. Сети газораспределения природного газа. Общие требования к эксплуатации. Эксплуатационная документация. – М. Стандартиформ, 2013. – 77с.

20. ГОСТ 5542 – 87. Межгосударственный стандарт. Газы горючие природные для промышленного и коммунально-бытового назначения. Технические условия. – М. Стандартиформ, 2001. – 4с.

21. ГОСТ 617-2006. Межгосударственный стандарт. Трубы медные и латунные круглого сечения общего назначения. Технические условия. – М. Стандартиформ, 2006. – 24с.

22. ГОСТ 8.417 – 2002. Межгосударственный стандарт. Государственная система обеспечения единства измерений. Единицы величин. М.: ИПК. Издательство стандартов, 2003. – 68с.

23. ГОСТ 8.563.1. Межгосударственный стандарт. Государственная система обеспечения единства измерений. Измерение расхода и количества жидкостей и газов методом переменного перепада давления. Диффрагмы, сопла ИСА 1932 и трубы Вентури, установленные в заполненных трубопроводах круглого сечения. Технические условия. Минск, 1997.

24. ГОСТ 8.563.2 - 97. Межгосударственный стандарт. Государственная система обеспечения единства измерений. Измерение расхода и количества жидкостей и газов методом переменного перепада давления. Методика выполнения измерений с помощью сужающих устройств. – Минск, 1997.

25. ГОСТ 859-2001. Межгосударственный стандарт. Медь. Марки. – М. Стандартиформ, 2006. – 8 с.

26. ГОСТ 8731-74. Межгосударственный стандарт. Трубы стальные бесшовные горячедеформированные. Технические требования. – М. Стандартиформ, 2001. – 15 с.

27. ГОСТ 8732-78. Межгосударственный стандарт. Трубы стальные бесшовные горячедеформированные. Сортамент. – М. Стандартиформ, 2001. – 11с.

28. ГОСТ Р 15.201 – 2000. Национальный государственный стандарт Российской Федерации. Система разработки и поставки продукции на производство. Порядок разработки и поставки продукции на производство. – М. Стандартиформ, 2001. – 15 с.

29. ГОСТ Р 50646 -2012. – Национальный государственный стандарт Российской Федерации. Услуги населению. Термины и определения. – М. Стандартиформ, 2014. – 8с.

30. ГОСТ Р 50696-2006. Национальный стандарт Российской Федерации. Приборы бытовые для приготовления пищи. Общие технические требования и методы испытаний.

31. ГОСТ Р 51617-2000. Государственный стандарт Российской Федерации. Жилищно-коммунальные услуги. Общие технические условия, принят постановлением Госстандарта РФ от 19 июня 2000 г. N 158-ст (с изменениями от 22 июля 2003 г.)

32. ГОСТ Р 51750-2001. Государственный стандарт Российской Федерации. Энергосбережение. Методика определения энергоёмкости при производстве продукции и оказании услуг в технологических энергетических системах.

33. ГОСТ Р 54961-2012. Национальный государственный стандарт Российской Федерации. Системы газораспределительные. Сети газопотребления. Общие требования к эксплуатации. Эксплуатационная документация. – М. Стандартиформ, 2013. – 54с.

34. ГОСТ Р 54983-2012 Национальный стандарт Российской Федерации. Системы газораспределительные. Сети газораспределения природного газа. Общие требования к эксплуатации. Эксплуатационная документация

35. ГОСТ Р ИСО 13600-2011 Национальный стандарт Российской Федерации. Системы технические энергетические. Основные положения. - М.: Стандартиформ, 2006. – 12с.

36. Гуцин, О.Г. К вопросу о выборе метода измерения расхода и количества газа // http://gaselectro.ru/stati/k_voprosu_o_vybore_metoda_izmereniya_rashoda_i_kolichestva_gaza.html

37. Инструкция по применению стальных труб в газовой и нефтяной промышленности. Утверждена РАО «Газпром» 28 декабря 1996г. Согласована Госгортехнадзором России письмом от 27.11.96 № 10 – 03/462.

38. Кашкаров, А.П. Краткое руководство слесаря-ремонтника газового хозяйства / А.П. Кашкаров. – Ростов н/Дону: Феникс, 2015. – 62с. - http://www.litres.ru/pages/biblio_book/?art=9305418

39. Коннова, Г.В. Оборудование транспорта и хранения нефти и газа: учеб. пособие для вузов / Г.В. Коннова. – 2-е изд. – Ростов н/Д.: Феникс, 2007. – 128с.

40. Кязимов, К.Г., Гусев, В.Е. Основы газового хозяйства: учеб. для проф. учебн. заведений / К.Г. Кязимов, В.Е. Гусев. – М.: Высшая школа, 2000. – 462с.

41. Кязимов, К.Г., Гусев, В.Е. Устройство и эксплуатация газового хозяйства: учебник для нач. проф. образования / К.Г. Кязимов, В.Е. Гусев. – 5-е изд. перераб. и доп. – М.: Изд. центр «Академия», 2013. -432с.

42. Литвиненко, П.А. Слесарь по обслуживанию газового оборудования промышленных предприятий / П.А. Литвиненко. – М., «Недра», 1974.

43. Лурье, М.В. Задачник по трубопроводному транспорту нефти, нефтепродуктов и газа / М.В. Лурье. - М.: Центр «ЛитНефтегаз», 2004.

44. Надежность и качество процессов регулирования современных систем газоснабжения: монография/ В. С. Седак, В. Н. Супонев, Н. Д. Каслин, и др.; под общ. ред. В. С. Сedaка; Харьк. нац. акад. город. хоз-ва – Х.: ХНАГХ, 2011. –226 с/

45. Недлин М.С., Бирюков А.В., Кузьева А.И. От новых документов к новой практике // Газ России 2014 г. № 3 с. 12 – 15

46. О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с реализацией положений Федерального закона «О техническом регулировании»: федер. закон № 248-ФЗ от 19.07.2011.

47. О внесении изменений в Федеральный закон «О техническом регулировании»: федер. закон №255-ФЗ от 21.07.2011 в ред. от 23.06.2014.

48. О газоснабжении в Российской Федерации; федер. закон №69-ФЗ от 31.03. 1999 с изменен. и доп.

49. О компании ОАО «Газпром газораспределение» информация сайта – <http://gazoraspredelenie.gazprom.ru/>

50. О промышленной безопасности опасных производственных объектов: федер. закон №116-ФЗ от 21.07.1997 в ред. от 13.07.2015.

51. О техническом регулировании: федер. закон №184-ФЗ от 27.12.2002, в ред. от 13.07.2015.

52. Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации" (с изменениями и дополнениями) – федер. закон №261-ФЗ от 23.11.2009 с изм. и доп. – <http://base.garant.ru/12171109/#ixzz3pE5xRgIS>

53. Общие требования к обоснованию безопасности опасного производственного объекта. ФНП утверждены Приказом Ростехнадзора от 15.07.2013 №306, зарегистрированы в Минюсте России 20.08.2013 №29581

54. ОНТП 51-1-85. Общесоюзные нормы технологического проектирования. Магистральные трубопроводы. Часть I. Газопроводы. Мингазпром Дата введения 1986-01-01.

55. ОСТ 153-39.3-051-2003. Стандарт отрасли. Техническая эксплуатация газораспределительных систем. Основные положения. Газораспределительные сети и газовое оборудование зданий. Резервуары и баллонные установки.

56. ОСТ 153-39.3-052-2003. Стандарт отрасли. Техническая эксплуатация газораспределительных систем. Газонаполнительные пункты. Склады бытовых баллонов. Автогазозаправочные станции.

57. ОСТ 153-39.3-053-2003. Стандарт отрасли. Техническая эксплуатация газораспределительных систем. Примерные формы эксплуатационной документации

58. Письмо от 27.11.1992 г. № ВЕ-261/25-510 О порядке оформления вида топлива в Российской Федерации (в ред. писем Минэкономики РФ от 16.07.1996 №-НШ-525/14-314, от 18.05.1998 N НШ-377/14-193)

59. Постановление Правительства Российской Федерации от 8 августа 2013 г. N 679 г. "Об изменении и о признании утратившими силу некоторых актов Правительства Российской Федерации по вопросам газоснабжения"

60. Постановление Правительства РФ от 05.02.98 № 162 (в ред. от 07.12.05 № 738) «Об утверждении Правил поставки газа в Российской Федерации».

61. Постановление Правительства РФ от 05.02.98 № 317 «Об утверждении Правил пользования газом и предоставлении услуг по газоснабжению в Российской Федерации». Электронный ресурс – <http://base.consultant.ru/>

62. Постановление Правительства РФ от 17.05.02 № 29 «О порядке установления вида топлива для предприятий и топливо потребляющих установок». Электронный ресурс – <http://base.consultant.ru/>

63. Постановление Правительства РФ от 30.12.2013 г. № 1314 «Об утверждении правил подключения (технологического присоединения) объектов капитального строительства к сетям газораспределения, а также об изменении и признании утратившими силу некоторых актов правительства Российской Федерации»

64. Правила безопасности для объектов, использующих сжиженные углеводородные газы. ФНП – утверждены Приказом Ростехнадзора от 21.11.2013 №558, зарегистрированы в Минюсте России 19.06.2003 №4777. вступили в силу с 25.08.2014.

65. Правила безопасности сетей газораспределения и газопотребления. ФНП утверждены Приказом Ростехнадзора от 15.11.2013 № 542, зарегистрированы в Минюсте России 31.12.2013 №30929, вступили в силу с 28.07. 2014.

66. Правила проведения экспертизы промышленной безопасности. ФНП утверждены Приказом Ростехнадзора от 14.11.2013 №538, зарегистрированы в Минюсте России 26.12,2013 № 30855.

67. Промышленное газовое оборудование: справочник / Под ред. А.Е. Карякина. 6-е изд., перераб. и доп. – Саратов: Газовик, 2013. – 1280 с.

68. Сбор, транспорт и хранение природных углеводородных газов. Учебное пособие. А.И. Гужов, В.Г.Титов и др. М., «Недра», 1978.

69. Селезнев, К.Г. Отчет по пресс-конференции «Поставки газа на внутренний рынок. Реализация программы газификации российских регионов» члена Правления ОАО «Газпром», начальника Департамента маркетинга, переработки газа и жидких углеводородов, генерального директора ООО «Газпром межрегионгаз» от 17 июня 2015. – <http://www.gazprom.ru/press/news/2014/may/article191349/>.

70. СНиП 2.05.06-85*. Строительные нормы и правила. Магистральные трубопроводы. М., 1997.

71. СНиП 42-01-2002 Строительные нормы и правила Российской Федерации. Газораспределительные системы. – М.: Издательство стандартов, 2003. – 32с.

72. СП 42-101-2003. Свод правил по проектированию и строительству. Общие положения по проектированию и строительству газораспределительных систем из металлических и полиэтиленовых труб.

73. СП 42-102-204. Свод правил по проектированию и строительству. Проектирование и строительство газопроводов из металлических труб.

74. Справочник по транспорту горючих газов. / Под редакцией К.С. Зарембо. Государственное науч.-технич. издательство нефтяной и горно-топливной литературы. М., 1962.

75. Стаскевич, Н.Л. Северинец, Г.Н., Вингдорчик, Д.Я. Справочник по газоснабжению и использованию газа. / Н.Л. Стаскевич, Г.Н. Северинец, Д.Я. Вигдорчик. – Л.: Недра, 1990. – 762с.

76. Теплотехнический справочник. т.2. Издание второе переработанное. Под общ. ред. В.Н. Юренева и П.Д. Лебедева. М., Энергия.1976.

77. Технический регламент – О безопасности сетей газораспределения и газопотребления» (утв. Постановлением Правительства РФ от 29.10.2010 №870)

78. Технический регламент о безопасности зданий и сооружений: федер. закон №384-ФЗ от 30.12.2009 в ред. от 02.07.2013.

79. Технический регламент о требованиях пожарной безопасности: федер. закон №123-ФЗ 22.07.2008 в ред. от 13.07.2015.

80. Технический регламент Таможенного союза ТР ТС-010-2011 О безопасности машин и оборудования» (принят Решением Комиссии Таможенного союза от 18.10.2011, №823)

81. Технический регламент Таможенного союза ТР ТС-016-2011 «О безопасности аппаратов, работающих на газообразном топливе» (принят Решением Комиссии Таможенного союза от 09.12.2011 №875)

82. Тугунов, П.И. Типовые расчёты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепродуктопроводов / П.И. Тугунов [и др.] – Уфа, „ДизайнПолиграфСервис“, 2002.

83. Эксплуатация оборудования и объектов газовой промышленности в 2-х томах: учебное пособие. / Общая ред. Ю.Д. Земенков. – М.: «Инфра-Инженерия», 2008. – 1216 с.

ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение А.1

Номограммы для определения потерь давления газа в газопроводах газораспределительных и газопотребительских сетей

Абсолютная шероховатость внутренней поверхности газопроводов принята:

из стальных труб $n = 0,01$ см;

из полиэтиленовых труб $n = 0,0007$ см.

Наружные диаметры и толщины стенок стальных и полиэтиленовых газопроводов, использованные при построении номограмм, приведены в таблице А.1.1.

В номограммах приняты следующие условные обозначения:

буквенные:

СТ108 - газопровод из стальных труб диаметром $D = 108$ мм;

ПЭ110 - газопровод из полиэтиленовых труб диаметром $D = 110$ мм;

линейные:

сплошная линия - для новых труб;

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;

штриховая линия «экс 10» - для стальных труб после 10-летней эксплуатации с учетом увеличения эквивалентной абсолютной шероховатости до 0,1 см.

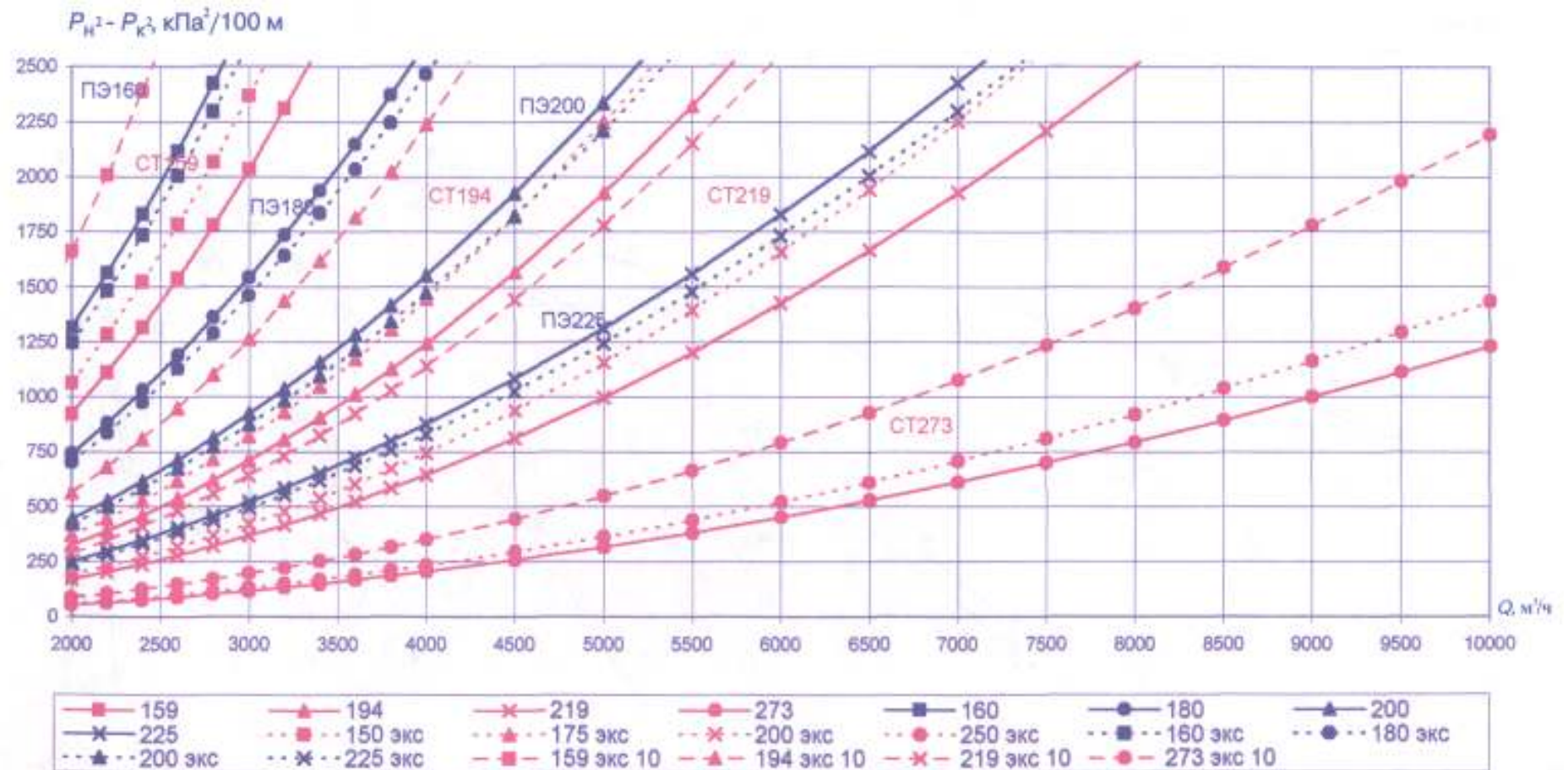
Таблица А.1.1 - Наружные диаметры и толщины стенок стальных и полиэтиленовых газопроводов

<i>Газопроводы из стальных труб низкого, среднего и высокого давления</i>																	
Диаметр D , мм	32	38	45	57	76	89	108	133	159	194	219	273	325	375	426	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
<i>Газопроводы из полиэтиленовых труб низкого и среднего давления ($SDR11 \leq 63$ мм и $SDR 17,6 \geq 75$ мм)</i>																	
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				
<i>Газопроводы из полиэтиленовых труб высокого давления (SDR11)</i>																	
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	-			

Приложение Б. Удельные потери давления для стальных и полиэтиленовых труб новых и бывших в эксплуатации

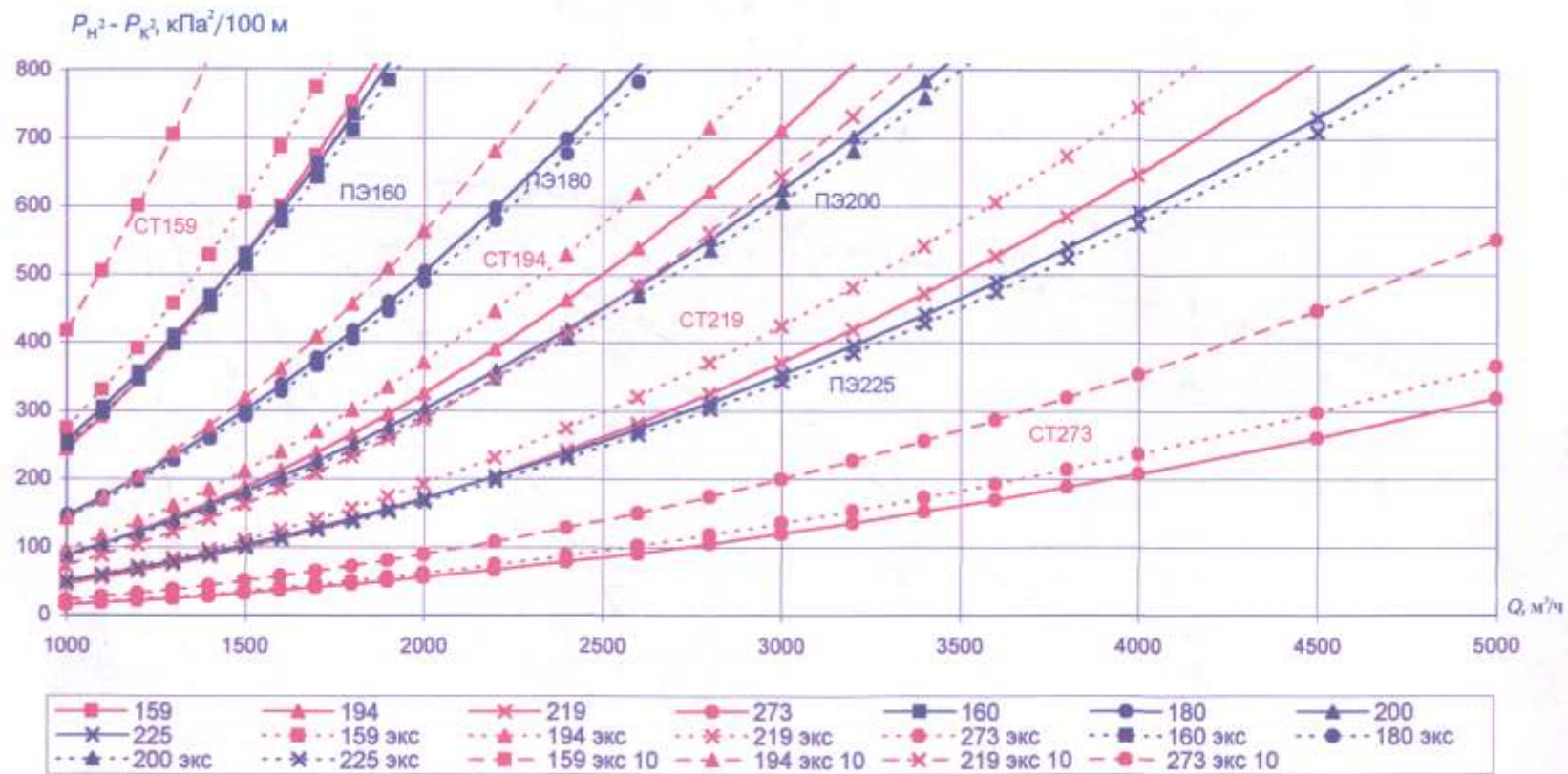
Приложение Б.1

Удельные потери давления для стальных и полиэтиленовых труб (новых и бывших в эксплуатации) высокого давления (Q 2000 - 10000 м³/ч, $\rho = 0,73$ кг/м³, $\nu = 1,4 \times 10^{-6}$ м²/с)



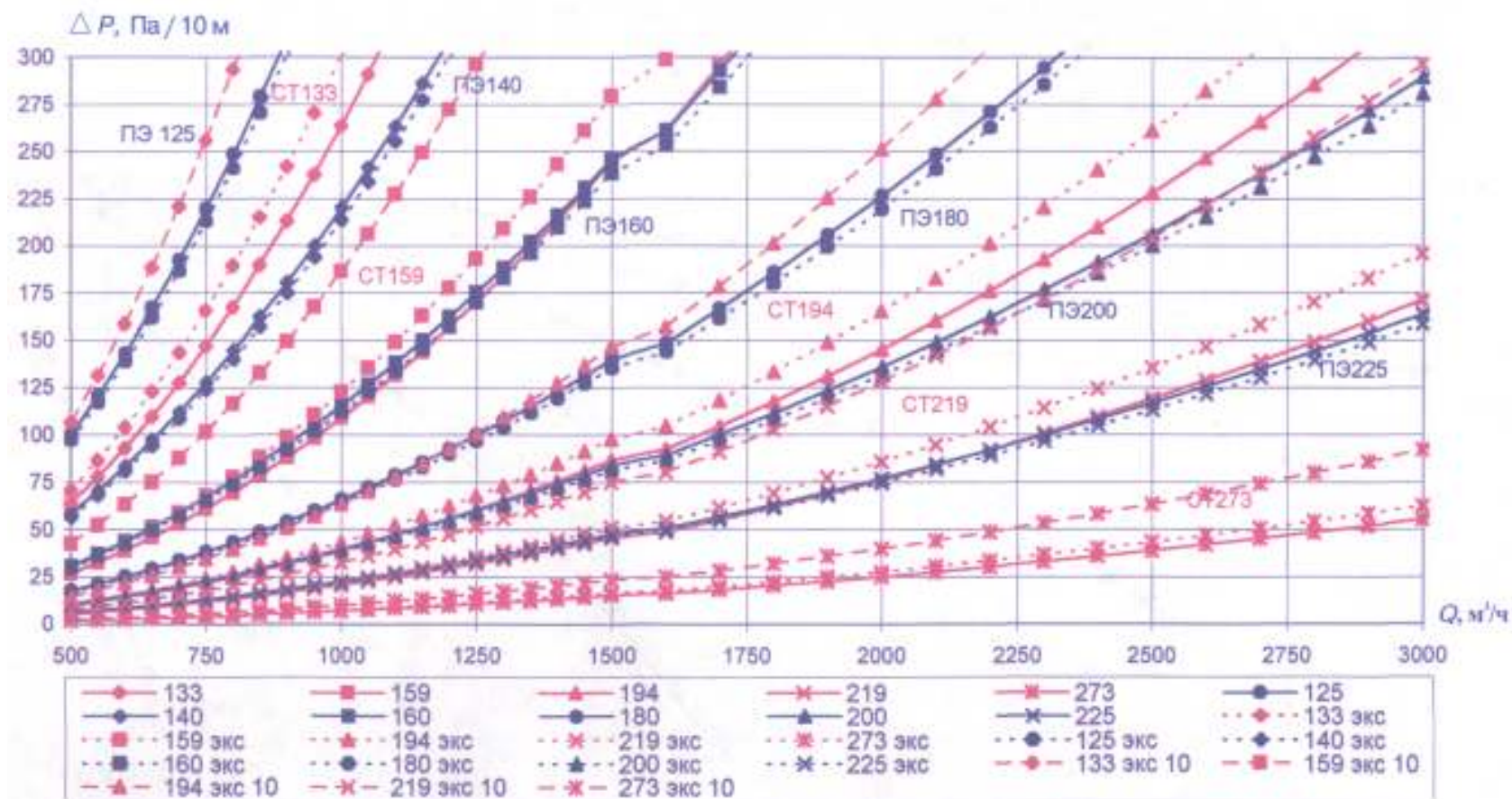
Приложение Б.2

Удельные потери давления для стальных и полиэтиленовых труб (новых и бывших в эксплуатации) среднего давления (Q 1000 - 5000 м³/ч, $\rho = 0,73$ кг/м³, $\nu = 1,4 \times 10^{-6}$ м²/с)



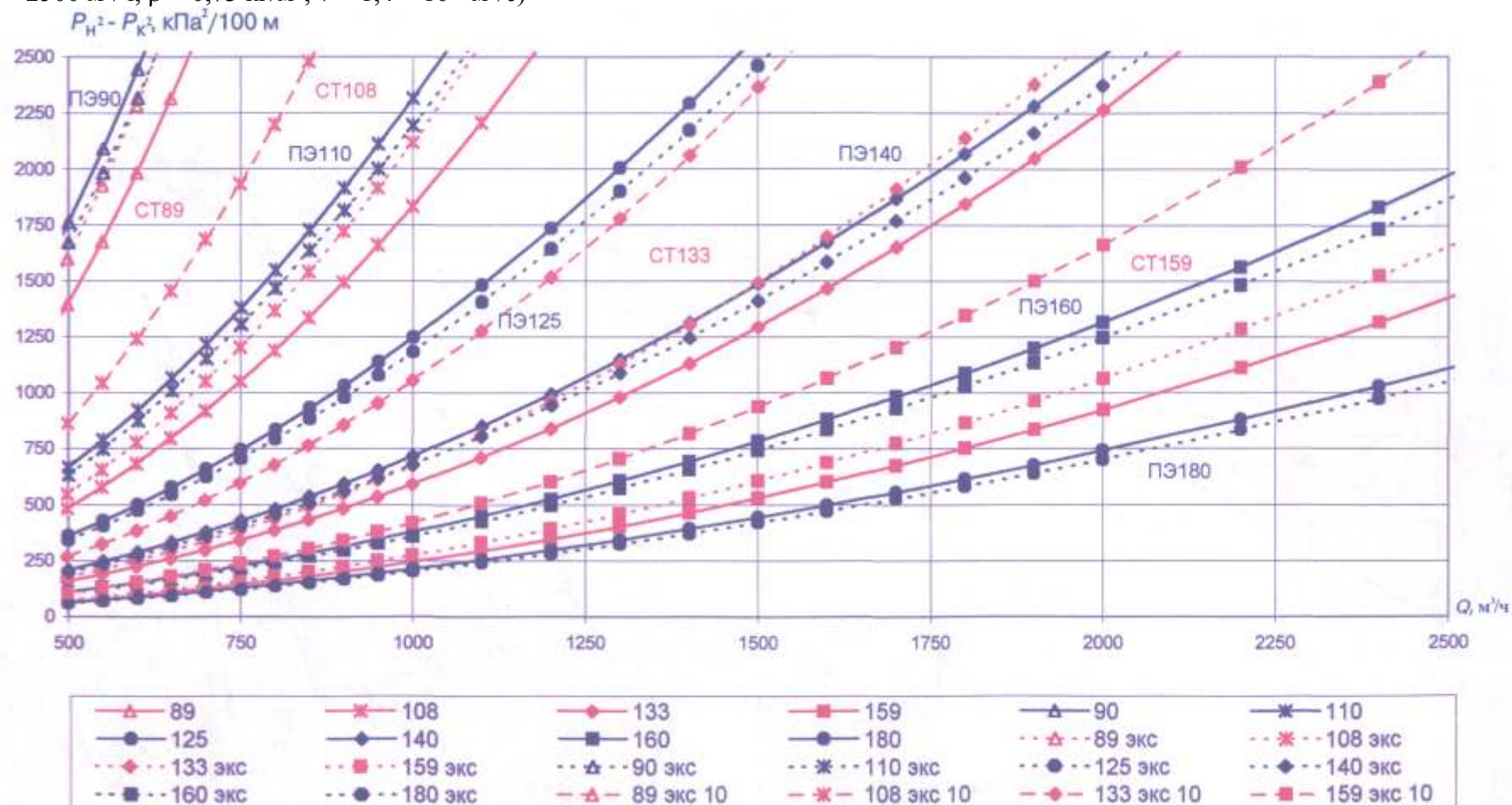
Приложение Б.3

Удельные потери давления для стальных и полиэтиленовых труб (новых и бывших в эксплуатации) низкого давления (Q 500 - 3000 м³/ч, $\rho = 0,73$ кг/м³, $\nu = 1,4 \times 10^{-6}$ м²/с)



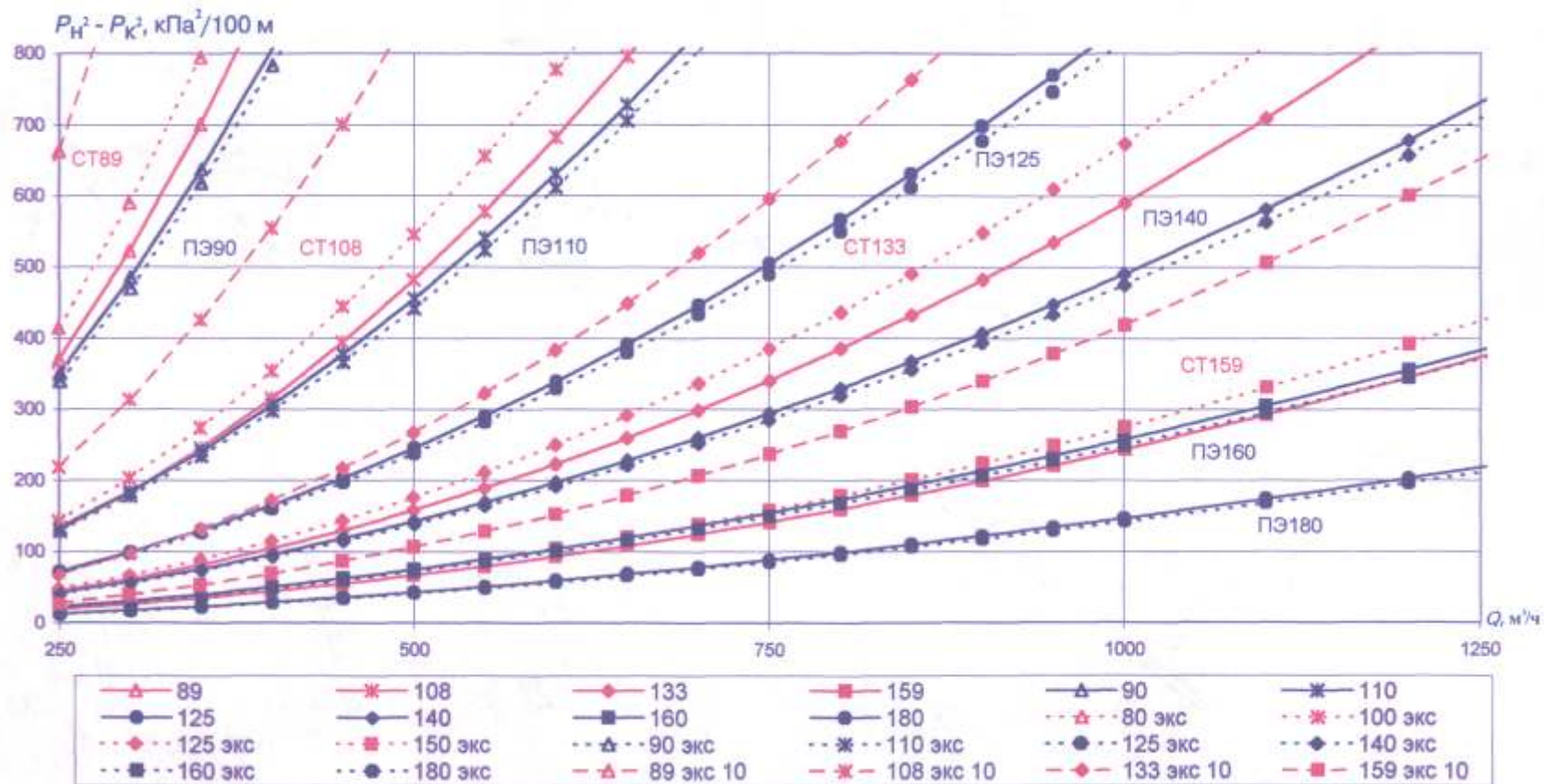
Приложение Б.4

Удельные потери давления для стальных и полиэтиленовых труб (новых и бывших в эксплуатации) высокого давления (Q 500 - 2500 м³/ч, $\rho = 0,73$ кг/м³, $\nu = 1,4 \times 10^{-6}$ м²/с)



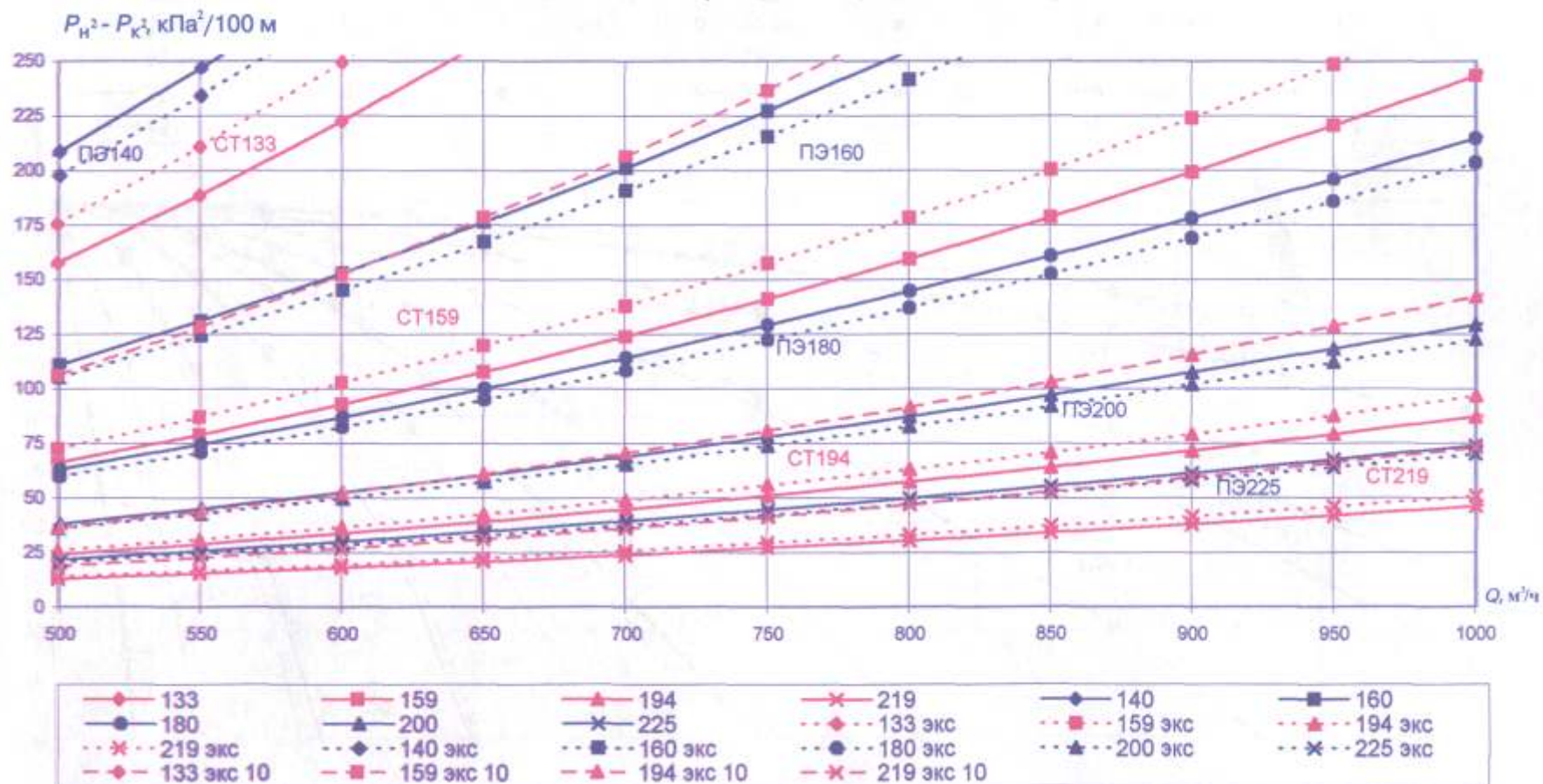
Приложение Б.5

Удельные потери давления для стальных и полиэтиленовых труб (новых и бывших в эксплуатации) низкого давления (Q 250 - 1250 м³/ч, $\rho = 0,73$ кг/м³, $\nu = 1,4 \times 10^{-6}$ м²/с)



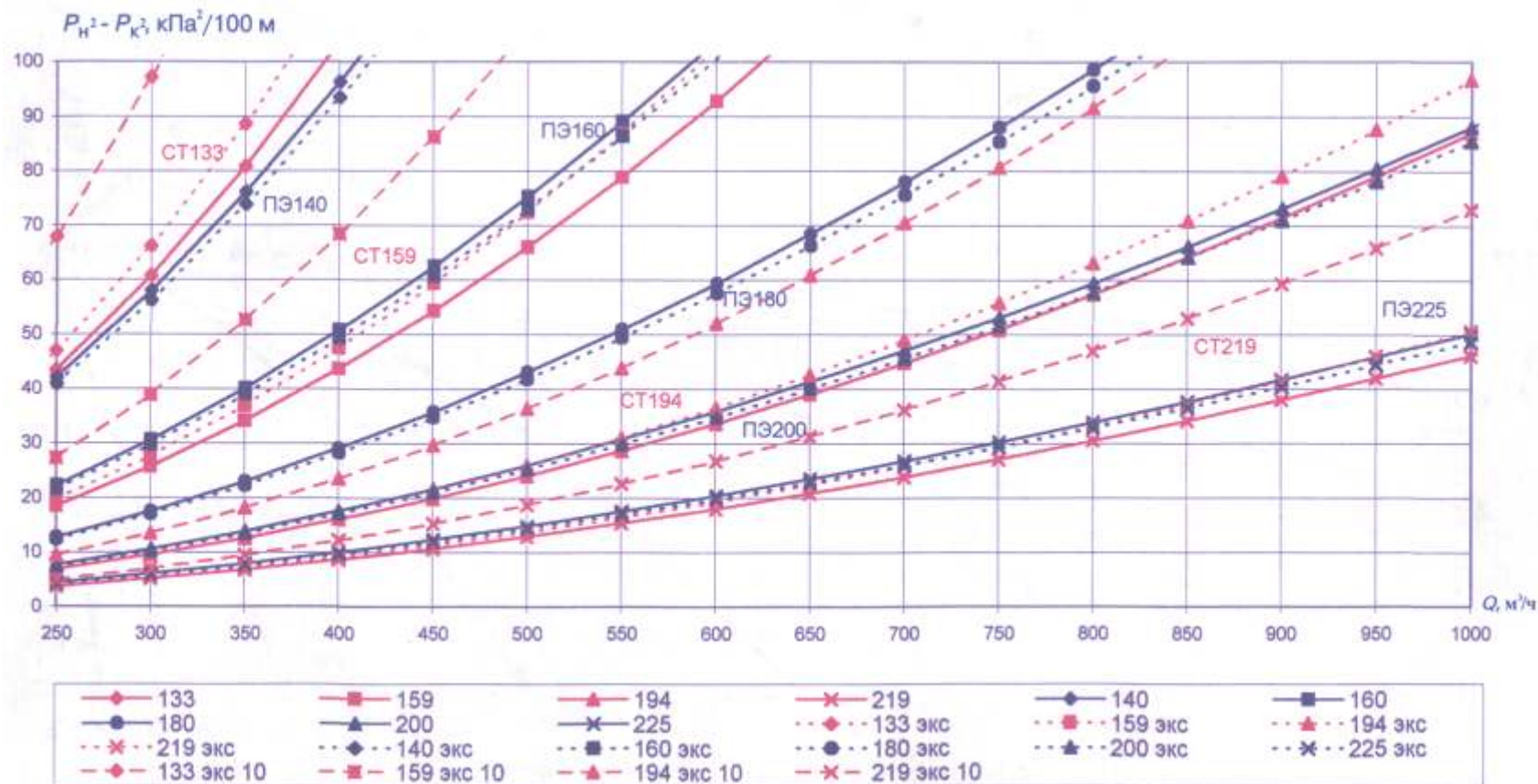
Приложение Б.6

Удельные потери давления для стальных и полиэтиленовых труб (новых и бывших в эксплуатации) высокого давления (Q 500 - 1000 м³/ч, $\rho = 0,73$ кг/м³, $\nu = 1,4 \times 10^{-6}$ м²/с)



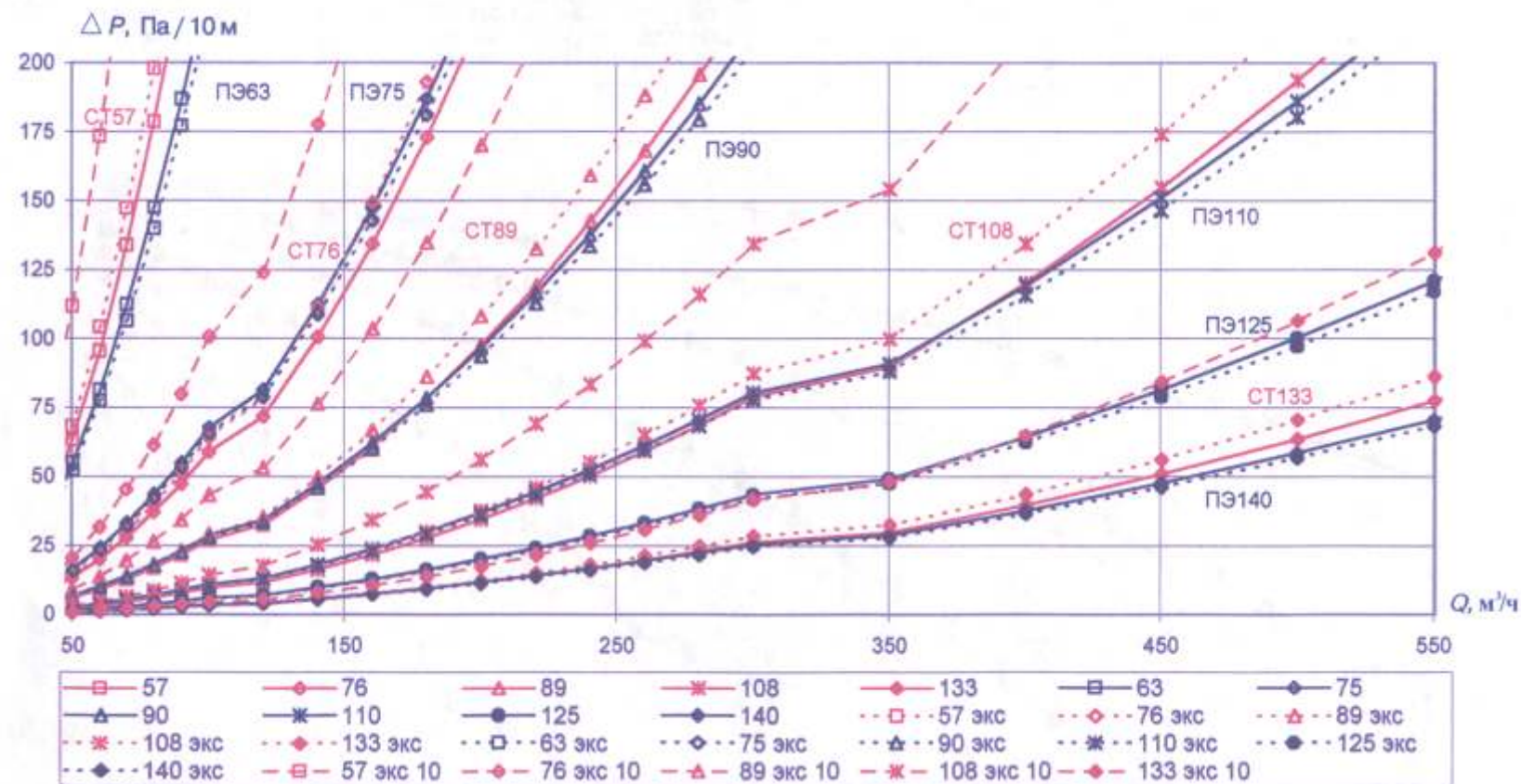
Приложение Б.7

Удельные потери давления для стальных и полиэтиленовых труб (новых и бывших в эксплуатации) среднего давления (Q 250 - 1000 м³/ч, $\rho = 0,73$ кг/м³, $\nu = 1,4 \times 10^{-6}$ м²/с)



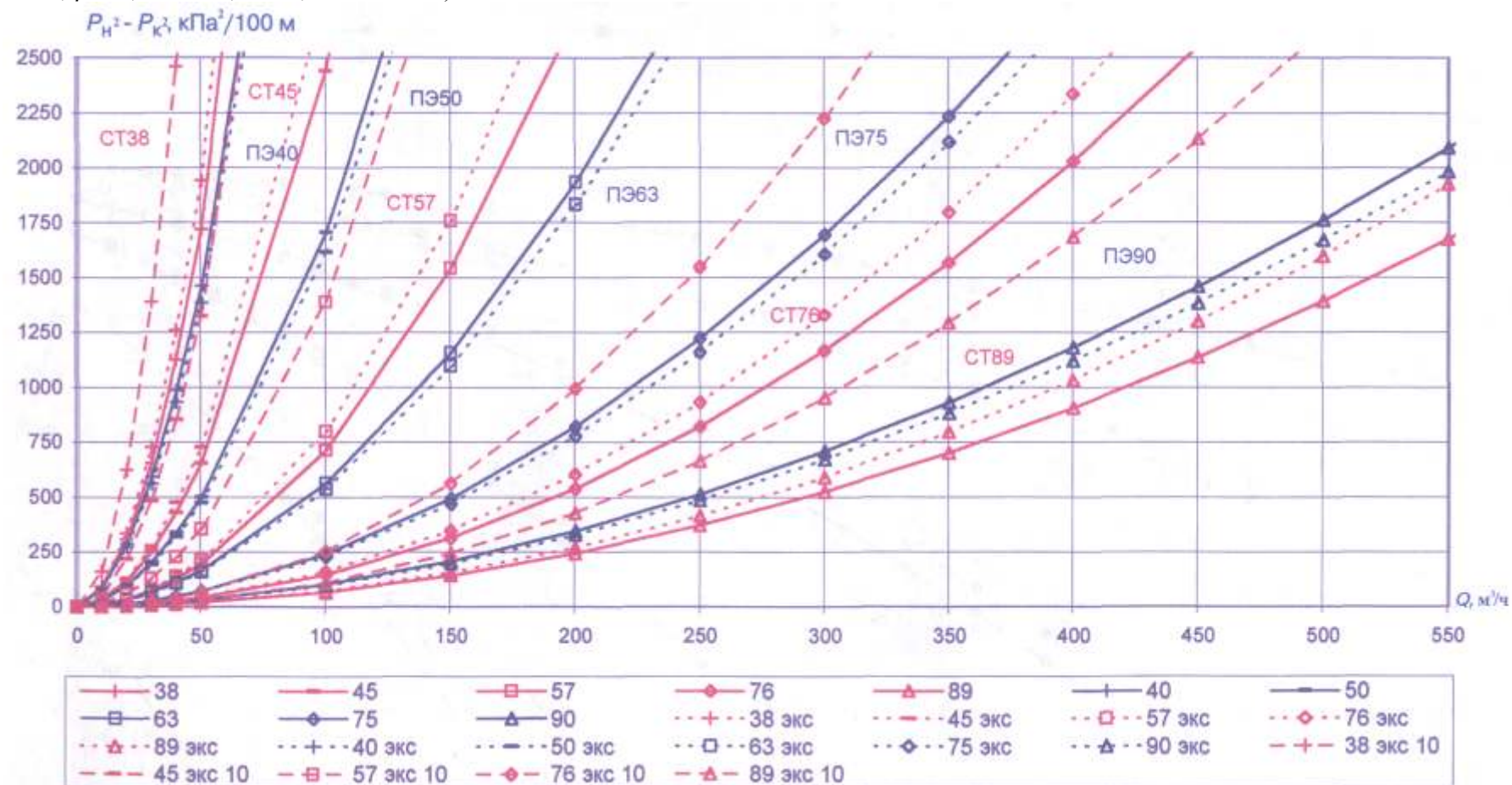
Приложение Б.8

Удельные потери давления для стальных и полиэтиленовых труб (новых и бывших в эксплуатации) низкого давления (Q 50 - 500 м³/ч, $\rho = 0,73$ кг/м³, $\nu = 1,4 \times 10^{-6}$ м²/с)



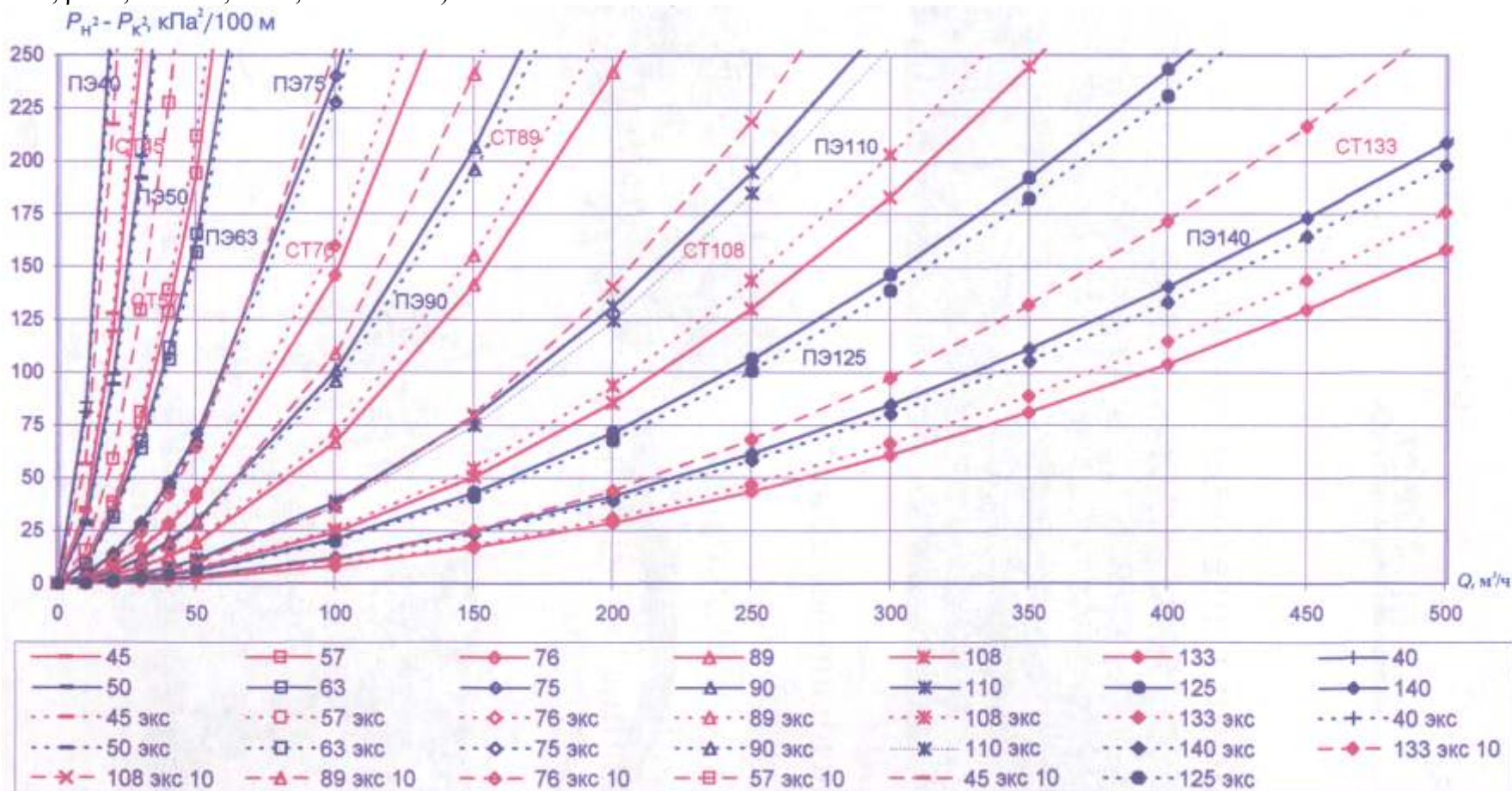
Приложение Б.9

Удельные потери давления для стальных и полиэтиленовых труб (новых и бывших в эксплуатации) высокого давления (Q 0 - 550 м³/ч, $\rho = 0,73$ кг/м³, $\nu = 1,4 \times 10^{-6}$ м²/с)



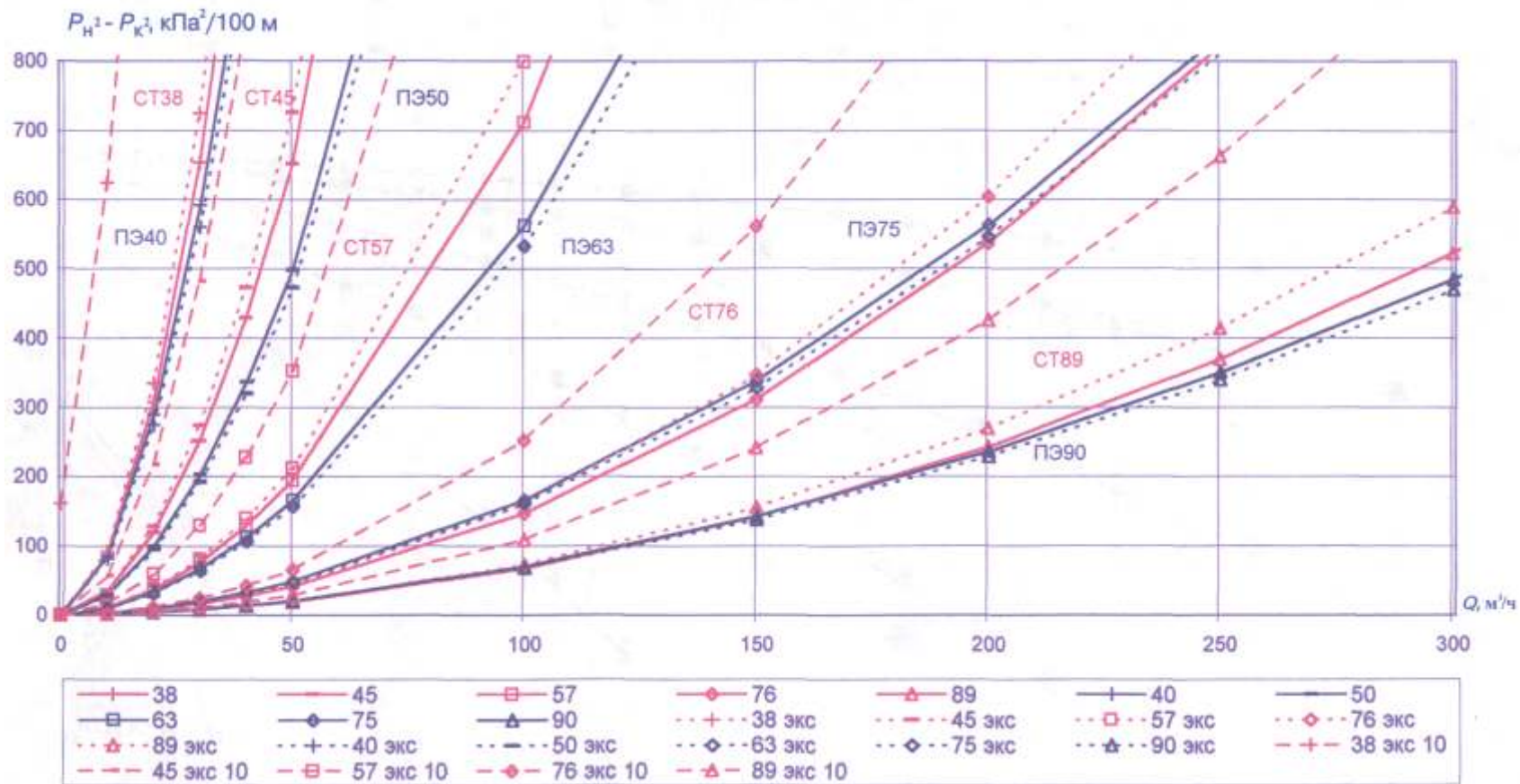
Приложение Б.10

Удельные потери давления для стальных и полиэтиленовых труб (новых и бывших в эксплуатации) высокого давления (Q 0 - 500 м³/ч, $\rho = 0,73$ кг/м³, $\nu = 1,4 \times 10^{-6}$ м²/с)



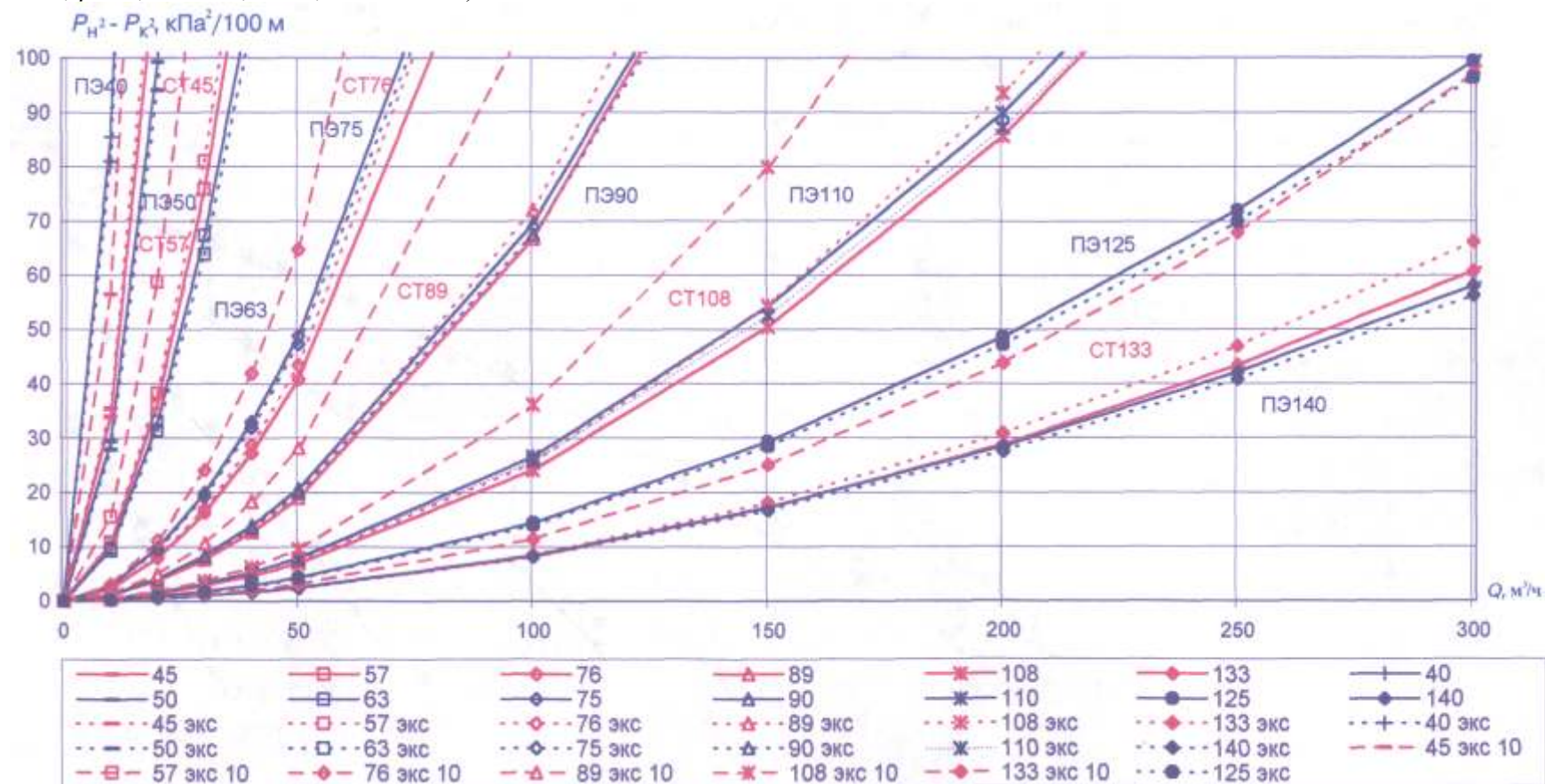
Приложение Б.11

Удельные потери давления для стальных и полиэтиленовых труб (новых и бывших в эксплуатации) среднего давления (Q 0 - 300 м³/ч, $\rho = 0,73$ кг/м³, $\nu = 1,4 \times 10^{-6}$ м²/с)



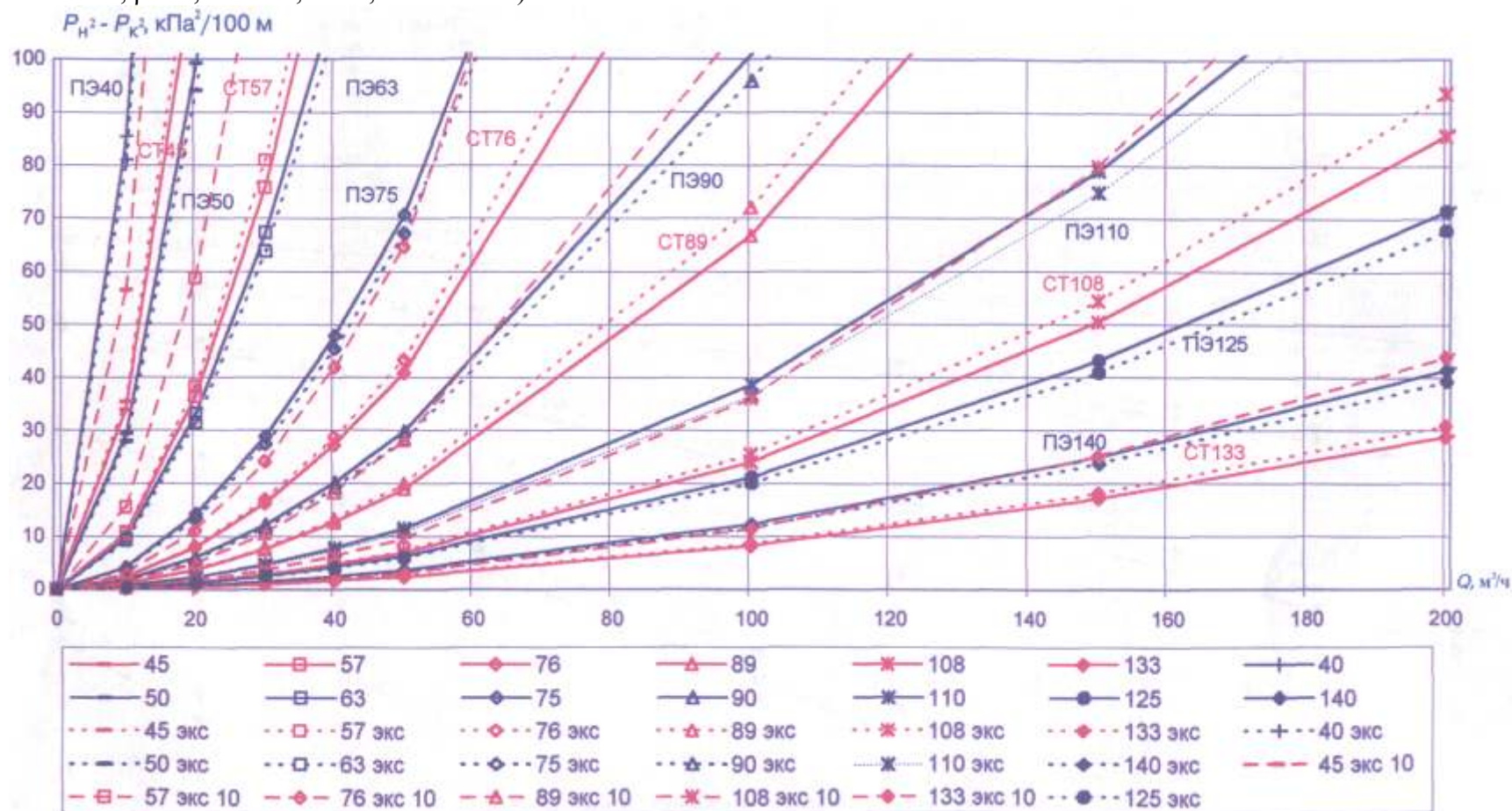
Приложение Б.12

Удельные потери давления для стальных и полиэтиленовых труб (новых и бывших в эксплуатации) среднего давления (Q 0 - 300 м³/ч, $\rho = 0,73$ кг/м³, $\nu = 1,4 \times 10^{-6}$ м²/с)



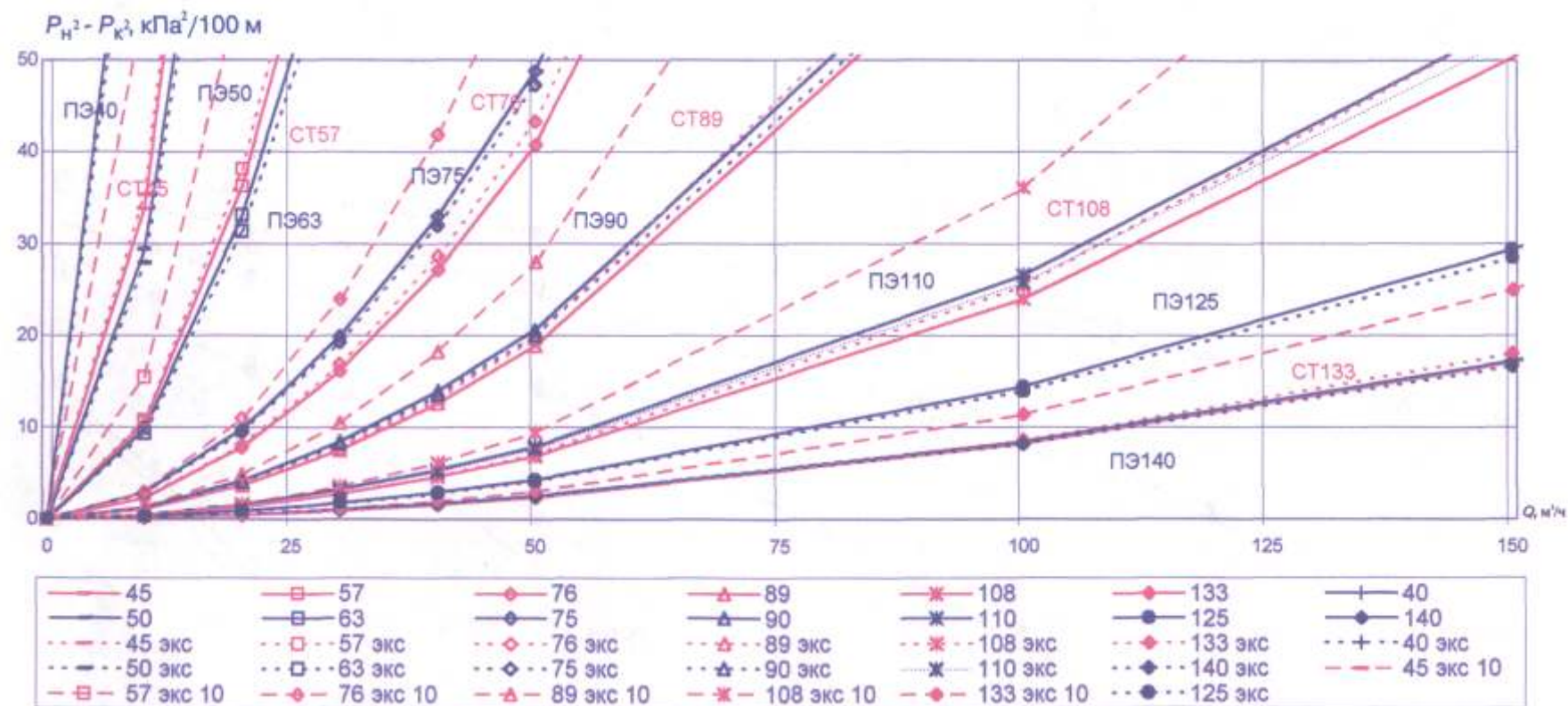
Приложение Б.13

Удельные потери давления для стальных и полиэтиленовых труб (новых и бывших в эксплуатации) высокого давления (Q 0 - 200 м³/ч, $\rho = 0,73$ кг/м³, $\nu = 1,4 \times 10^{-6}$ м²/с)



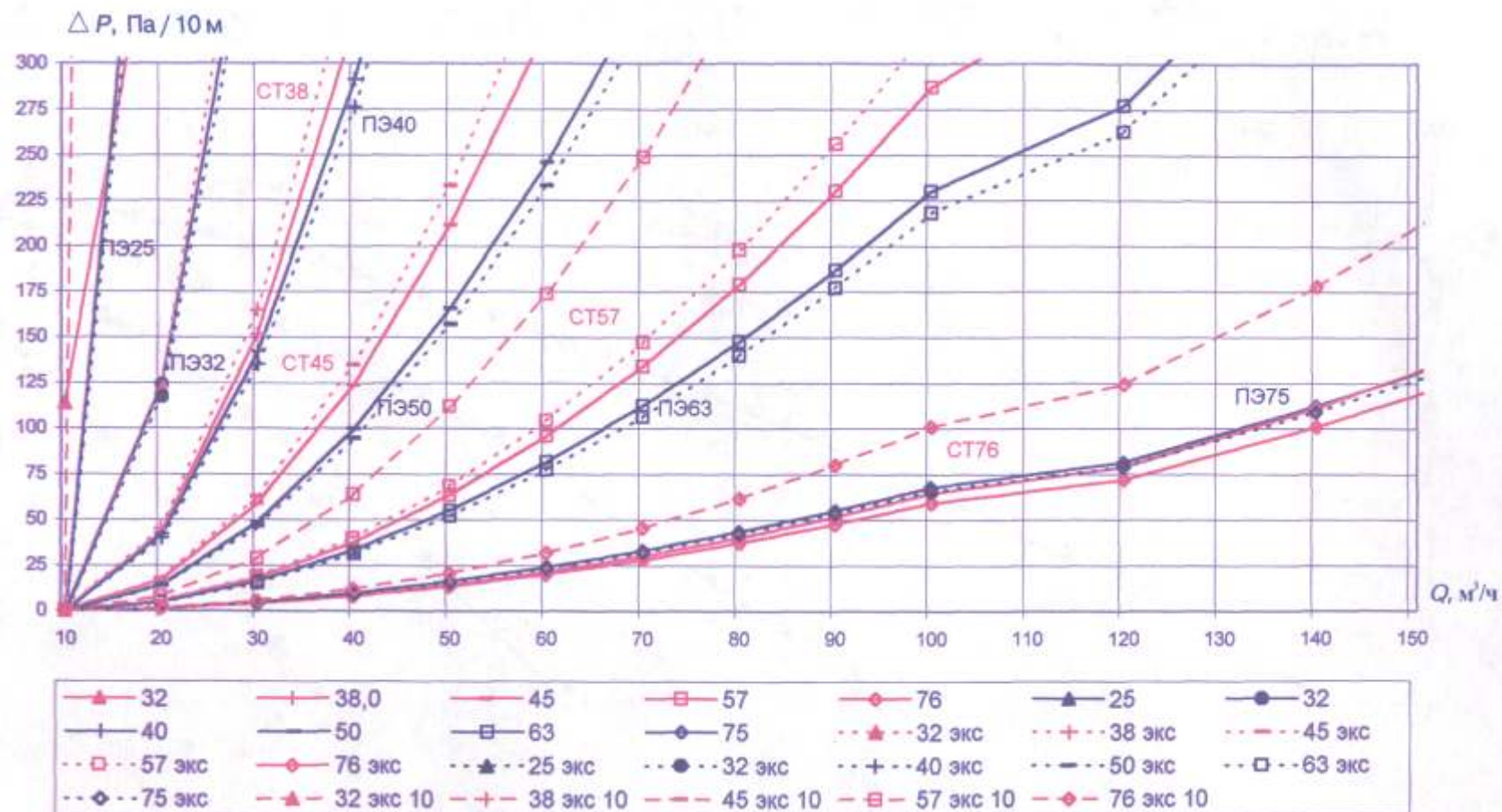
Приложение Б.14

Удельные потери давления для стальных и полиэтиленовых труб (новых и бывших в эксплуатации) среднего давления (Q 0 - 150 м³/ч, $\rho = 0,73$ кг/м³, $\nu = 1,4 \times 10^{-6}$ м²/с)



Приложение Б.15

Удельные потери давления для стальных и полиэтиленовых труб (новых и бывших в эксплуатации) низкого давления (Q 10 - 150 м³/ч, $\rho = 0,73$ кг/м³, $\nu = 1,4 \times 10^{-6}$ м²/с)



Приложение В. Традиционные энергоресурсные продукты

Таблица В.1 Традиционные энергоресурсные продукты (энерготовары) согласно приложению А ИСО 13600 [35]

Б.1 Твердое топливо	
Энергетический уголь	Весь уголь, извлеченный из земли, за исключением металлургического угля для фильтров.
Энергетический торф	орф, энергетически отличающийся от торфа, используемого для усовершенствованной почвы (грунта) или других целей.
Коммерческие дрова	Щепки дерева и тырса – подэлементы коммерческих дров, используемых как энергопродукт (энерготовар).
Другая биомасса	«Энергетические» лес, солома, тростник, высушенный коровий навоз, кустарник, стручки семян, используемые в качестве топлива.
Топливные брикеты и гранулы	Горючее вещество ископаемого или биологического происхождения в форме порошка, зерен (гранул) и мелкой щепы, уплотненных в блоки для механизации погрузочно-разгрузочных работ.
Древесный уголь	Твердый осадок деструктивной перегонки и пиролиза дерева, кроме древесного угля для фильтров.
Кокс	Твердое топливо, полученное из угля путем нагрева в отсутствии воздуха
Б.2 Жидкое топливо	
Сырая нефть	Неизвлеченная нефть, не являющаяся энергопродуктом. Она становится энергопродуктом сразу, как только добывается (извлекается)
Нефтепродукты: - моторный газولين - авиационный газولين - другой керосин - дизельное топливо - газойль для отопления - топливная нефть	Могут быть приведены в группах различных энергопродуктов. Любая из отдельных жидких смесей быстроиспаряющегося углеводородного бутана и пропана.
LPG (сжиженный нефтяной газ)	Пребывает в газообразном состоянии при атмосферном давлении и становится жидким при 15 ⁰ С и под низким давлением от 0,17 до 0,75 МПа.
Получистые продукты	Жидкие углеводороды, включаемые в список энергопродуктов независимо от того, используются ли они для производства топлив или как нефтехимическое исходное сырье. Нефтяной кокс- не энергопродукт, даже если значительное количество используется как топливо.
Моторные спирты	Этиловый спирт, метиловый спирт с добавками и смесями из составов и групп органических кислородосодержащих составов (эфирьы и спирты) с легкими топливами.
NGL (газоконденсатные жидкости)	Жидкие части природного газа, которые восстановлены (регенерированы) в сепараторах, шахтном оборудовании и газогенераторных установках.
Топлива, производимые из растительных и животных масс	Растительные и животные масла, извлеченные из различных растений и животных.

Продолжение табл. В.1

Б.3 Газообразное топливо Топливо из природного газа: - природный газ - LNG (сжиженный природный газ) Преобразование (конвертированное) газообразное топливо: - газ, извлечённый из угля - топочный газ - газифицированная биомасса (или биомасса в газообразном состоянии) - газ, получаемый при перегонке (нефтезаводской [п. неконденсирующийся]) - газ бытового назначения (коммунальный или городской) - биогаз (биомасса) Б.4 Водород Б.5 Ядерное топливо Б.6 Сетевое электричество (или электричество энергосистемы) Б.7 Коммерческое тепло, районное тепло.	Метан и газовые смеси Природный газ, сжижаемый при низкой температуре для последующего хранения и транспортирования. Получаемый из угля. Получаемый из металлургического угля. Газ, производимый для общественного (коммунального) снабжения. Составленный главным образом из смеси метана и диоксида углерода, произведенной анаэробным выравниванием биомассы: метан, отделяемый вне этой смеси, назван «биометаном». Газ из жидкого навоза, болотный газ, газ от мусора (свалок) и т.д. В газообразной или жидкой форме, получаемый из ископаемых или возобновляемых источников. Уран, торий и плутоний – расщепляющиеся и воспроизводящиеся материалы (элементы). Энергопродукт, произведенный в силовых установках и распределенный по общественной или подобной сети. Горячая жидкость или пар, используемые в коммерческих тепловых распределительных системах, полученные из других энергопродуктов, возобновляемых ресурсов, включая такие, как солнечная радиация и геотермальное тепло.
--	--

Приложение В.2

Таблица В.2.1 Варианты исполнения плит газовых бытовых и способы перевода их на газ другого класса или группы [30].

Вариант исполнения плиты	Назначение плиты	Способ перевода плиты с одного класса (группы) газа на другой
ИСПОЛНЕНИЕ I:		
I_2	Для работы на газах второго класса	С газа группы Н на группы L и наоборот с помощью регулятора давления без замены сопел
I_{2HL}	То же	С газа группы Н на газ группы L и наоборот заменой сопел и регулировкой подачи первичного воздуха
I_{2H}	Для работы на газах второго класса группы Н	—
I_{2L}	Для работы на газах второго класса группы L	—
I_3	Для работы на газах третьего класса (пропан, бутан)	С пропана на бутан и наоборот заменой сопел и регулировкой подачи первичного воздуха, либо регулировкой давления
ИСПОЛНЕНИЕ II:		
$I_{1,2}$	Для работы на газах первого и второго классов	С одного класса на другой заменой сопел и регулировкой подачи первичного воздуха. С газа группы Н на газ группы L и наоборот с помощью регулятора давления без замены сопел.
$II_{1,2HL}$	Для работы на газах первого и второго классов	С одного класса на другой заменой сопел и регулировкой подачи первичного воздуха. С газа группы Н на газ группы L и наоборот заменой сопел и регулировкой подачи первичного воздуха.
$II_{1,2H}$	Для работы на газах первого класса и второго класса группы Н	С одного класса на другой заменой сопел и регулировкой подачи первичного воздуха
$II_{1,2L}$	Для работы на газах первого класса и второго класса группы L	С одного класса на другой заменой сопел и регулировкой подачи первичного воздуха
$II_{2,3}$	Для работы на газах второго и третьего классов	С одного класса на другой заменой сопел и регулировкой подачи первичного воздуха С газа группы Н на газ группы L и наоборот заменой с помощью регулятора давления без замены сопел. С пропана на бутан и наоборот заменой сопел и регулировкой подачи первичного воздуха, либо регулировкой давления

Продолжение табл. В.2.1

II _{2HL3}	Для работы на газах второго и третьего классов	С одного класса на другой заменой сопел и регулировкой подачи первичного воздуха. С газа группы Н на газ группы L и наоборот заменой сопел и регулировкой подачи первичного воздуха. С пропана на бутан и наоборот заменой сопел и регулировкой подачи первичного воздуха, либо регулировкой давления
II _{2H3}	Для работы на газах второго класса группы Н и газах третьего класса	С одного класса газа на другой заменой сопел и регулировкой подачи первичного воздуха.
		С газа группы Н на газ группы L и наоборот заменой сопел и регулировкой подачи первичного воздуха. С пропана на бутан и наоборот заменой сопел и регулировкой подачи первичного воздуха, либо регулировкой давления
II _{2L3}	Для работы на газах второго класса группы L и газах третьего класса	С одного класса газа на другой заменой сопел и регулировкой подачи первичного воздуха.
		С пропана на бутан и наоборот заменой сопел и регулировкой подачи первичного воздуха, либо регулировкой давления
III	Для работы на газах трёх классов	С одного класса газа на другой заменой сопел и регулировкой подачи первичного воздуха. С газа группы Н на газ группы L и наоборот заменой сопел и регулировкой подачи первичного воздуха. С пропана на бутан и наоборот заменой сопел и регулировкой подачи первичного воздуха, либо регулировкой давления.

Таблица В.2.2 Маркировка газов, применяемых для испытания газовых плит [30].

Тип газа, применяемый для испытания плит	Исполнение плиты:									
	I _{2HL}	I _{2H}	I _{2L}	I ₃	II 12HL	II 12H	II 2HL3	II 2H3	II 12HL	II
Эталонный газ	G 20 G 25	G 20	G 25	G 30	G110 G120 G 20 G 25	G 110 G 20	G 20 G 25 G 30	G 20 G 30	G 25 G 30	G110 G120 G 20 G 25
Предельный газ для неполного сгорания	G21 G26	G21	G26	G30	G 21 G26	G21	G21 G26	G21	26	21 G26
Предельный газ для проскока пламени к соплу	G22	G22	G 25	G 32	G112	G112	G22	G22	G32	G112
Предельный газ для отрыва пламени	G27	G23	G27	G31	G27	G23	G27	G23	G23	G23 G27
Предельный газ для появления жёлтых языков	G21	G21	G26	G30	G21	G21	G30	G30	G30	G30

Примечание. В таблице приведены только те газы, которые гарантируют проверку в наиболее жёстких условиях

Таблица В.2.3 Характеристики испытательных газов [30]

Класс газа	Наименование испытательного газа	Обозначение	Состав, % по объёму	Относительная плотность газа, d	W_H , МДж/м ³	Q_H , МДж/м ³	3W_o , МДж/м ³	Q_o , МДж/м ³
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Первый, группа „а“	Эталонный	G110	5CH ₂ 26CH ₄ 24N ₂	0,411	22,9	14,7		
	Предельный для проскока пламени к соплу	G112	59H ₂ 17CH ₄ 24N ₂	0,367	12,4	12,4	23,6	14,3
Первый, группа „б“	Эталонный	G120	47H ₂ 32CH ₄ 21N ₂	0,412	26,8	17,2	29,3	18,8
Второй, группа „Н“ Второй группа „L“	Эталонный	G20	100 CH ₄	0,554	48,2	35,9	53,6	39,9
	Предельный для неполного сгорания	G21	87 CH ₄	0,685	52,4	43,4	57,9	47,9
	Предельный для проскока пламени к соплу	G22	13 C ₃ H ₈ 65 CH ₄	0,384	43,7	27,1	49	30,4
	Предельный для отрыва пламени	G23	35 HN ₂ 92,5CH ₄ 7,5 N ₂	0,585	43,4	33,2	48,2	36,9

Продолжение табл. В.2.3

второй, группа „L“	Эталонный и предельный для проскока пламени к сопла	G25	86CH ₄ 14 N ₂	0,612	39,4	30,9	43,9	34,3
	Предельный для неполного сгорания	G26	80CH ₄ 7C ₃ H ₈ 13 N ₂	0,678	42,7	35,2	47,4	39,1
	Предельный для отрыва пламени	G27	82CH ₄ 18 N ₂	0,628	37,1	29,4	41,3	32,7
третий	Эталонный и предельный для неполного сгорания	G30	100C ₄ H ₁₀	2,077	85,3	122,8	92,3	133,1
	Предельный для отрыва пламени	G31	100C ₃ H ₈	1,562	74,9	93,6	81,5	101,8
	Предельный для проскока пламени к сопла	G32	100C ₃ H ₆	1,481	72,0	87,8	77,0	93,8

Приложение В.3

В.3.1 Запорная и регулирующая арматура для наружных и стальных газопроводов. Трубы и соединительные детали для трубопроводов

Выбор запорной и регулирующей арматуры для наружных стальных газопроводов следует предусматривать в соответствии с требованиями СП 42-101-2002 [70].

Медные газопроводы, прокладываемые внутри зданий и сооружений, предназначены для подачи к газовому оборудованию и приборам:

- природного газа - по ГОСТ 5542 [20];
- сжиженного углеводородного газа (СУГ) - по ГОСТ 20448.

Не рекомендуется применение медных газопроводов для транспортирования сернистых газов и при температуре эксплуатации (окружающего воздуха) ниже 0 °С.

Электрохимическая защита от коррозии подземных стальных сооружений осуществляется в соответствии с проектом, порядок проведения контроля качества строительно-монтажных работ следует предусматривать в соответствии с требованиями СНиП 42-01 [70], положениями СП 42-101 [71].

Приемку законченных строительством газопроводов в эксплуатацию следует производить в соответствии с требованиями СНиП 42-01-2002 [70].

В.3.2 Трубы и соединительные детали. Стальные трубопроводы

Марка стали труб, требования по химическому составу и степени раскисления должны указываться в заказе на поставку.

При расчете на прочность газопроводов из труб по ГОСТ 3262, металл и сварные швы которых не имеют характеристики прочности, величины временного сопротивления и предела текучести следует принимать минимальными для соответствующих марок стали.

Эквивалент углерода для низколегированной стали следует определять по формуле

$$C_e = C + \frac{Mn}{6} + \frac{Si}{24} + \frac{Cr}{5} + \frac{Ni}{40} + \frac{Cu}{13} + \frac{V}{14} + \frac{P}{2}, \quad (B.3.1)$$

где C, Mn, Si, Cr, Ni, Cu, V, P - содержание (% массы) в составе металла трубной стали соответственно углерода, марганца, кремния, хрома, никеля, меди, ванадия и фосфора.

Величина эквивалента углерода не должна превышать 0,46.

Эквивалент углерода для углеродистой стали с повышенным содержанием марганца следует определять по формуле

$$C_э = C + \frac{Mn}{6}, \quad (B.3.2)$$

при этом величина эквивалента не должна превышать 0,46.

Толщину стенок труб определяют расчетом и принимают ее номинальную величину равной значению ближайшей большей по ГОСТ (ТУ).

Марки стали труб для строительства газопроводов природного и сжиженного углеводородных газов в зависимости от местоположения, диаметра, давления газа и температуры наружного воздуха рекомендуется выбирать в соответствии с таблицей П.3.1.

Таблица В.3.1 Марки стали труб для строительства газопроводов природного и сжиженного углеводородных газов

N п.п.	Местоположение газопровода	Температура воздуха наиболее холодной пятидневки с обеспе- ченностью 0,92, °С	DN, мм	PN, МПа	Степень раскисления, марка стали, ГОСТ	Примечание
1	Наружные, внутренние	Не ниже минус 40	Без ограничения	Природный газ: 1,2; СУГ 1,6	сп Ст2 Ст3 ГОСТ 380; 08, 10, 15, 20* ГОСТ 1050; 08Ю ГОСТ9045	Допускается применение СП, ПС 17ГС, 17Г1С, 09Г2С ГОСТ19281 не ниже категории 3; СП 10Г2 ГОСТ 4543
2	Внутренние, подземные	Ниже минус 40	То же	Природный газ: 1,2; СУГ 1,6	сп Ст2, Ст3 ГОСТ 380; 08, 10, 15, 20* ГОСТ 1050; 08Ю ГОСТ 9045	Температура стенки трубы внутренних и подземных газопроводов минус 40 °С. Допускается применение СП, ПС 17ГС, 17Г1С, 09Г2С ГОСТ 19281 не ниже категории 3; СП 10Г2 ГОСТ 4543
3	Надземные	То же	DN 100 ГОСТ 380, ГОСТ 1050; DN – без ограничений ГОСТ 9045, ГОСТ 19281, ГОСТ 4543	Природный газ: 1,2; СУГ 1,6	сп Ст3 ГОСТ 380; 08, 10, 15, 20* ГОСТ 1050; 08Ю ГОСТ 9045; 17ГС, 17Г1С, 09Г2С ГОСТ 19281 категорий 6-8; 10Г2 ГОСТ 4543	Трубы по ГОСТ 10705, ГОСТ 10704 допускается применять только при PN 0,6 МПа

Область применения труб из полуспокойной, кипящей углеродной стали						
4	Наружные, внутренние	Ниже минус 40	300	Природный газ: 1, 2; СУГ 1,6	пс Ст2, Ст3 ГОСТ 380; 08, 10, 15, 20* ГОСТ 1050	Толщина стенки 5 мм
5	Подземные, внутренние	Не ниже минус 30	800	Природный газ: 1, 2; СУГ 1,6	пс Ст2, Ст3 ГОСТ 380; 08, 10, 15, 20 ГОСТ 1050	Толщина стенки 8 мм. Температура стенки трубы внутренних газопроводов 10 °С
6	Надземные	Не ниже минус 30	800	Природный газ: 1, 2; СУГ 1,6	То же	Толщина стенки 8 мм
7	Внутренние, подземные	Не ниже минус 30	500	Природный газ: 1, 2; СУГ 1,6	кп Ст2, Ст3 ГОСТ 380; 08, 10, 15, 20 ГОСТ 1050	Толщина стенки 8 мм. Температура стенки трубы внутренних газопроводов 0°С
8	Наружные, внутренние	Не ниже минус 40	500	Природный газ: 1, 2; СУГ 1,6	пс, кп Ст2, Ст3 ГОСТ 380; 08, 10, 15, 20* ГОСТ 1050	—
9	Надземные	Не ниже 10	500	Природный газ: 1, 2; СУГ 1,6	кп Ст2, Ст3 ГОСТ380; 08, 10, 15, 20 ГОСТ 1050	Толщина стенки 8 мм
10	Наружные	Не ниже 40	100	Природный газ: 1, 2; СУГ 1,6	кп Ст2, Ст3 ГОСТ380; 08, 10, 15, 20* ГОСТ 1050	Толщина стенки 4,5 мм

Область применения стальных труб (ГОСТ 3262)						
11	Наружные, внутренние	Не ниже минус 40	100	Природный газ: 1, 2; СУГ 1,6	-	Черные, легкие и обыкновенные
12	Наружные, внутренние	Не ниже минус 40	80	Природный газ: 1, 2; СУГ 1,6	-	Трубы электросварные термообработанные по всему объему черные, легкие и обыкновенные

Примечания.

1. Механические свойства углеродистой стали (ГОСТ 380, ГОСТ 1050) должны отвечать требованиям ГОСТ 16523 (категории 4 и ГОСТ 14 637 категорий 2 - 5, а стали 08Ю – ГОСТ 9045).

2. Трубы с толщиной стенки ≥ 5 мм для газопроводов, где температура стенки трубы может опуститься ниже минус 40 °С, испытывающих вибрационные нагрузки, прокладываемых в особых грунтовых условиях, на обрабатываемых территориях, на переходах через естественные и искусственные преграды, газопроводов DN > 600 мм PN > 0,6 МПа, в районах с сейсмичностью площадки свыше 6 баллов должны иметь гарантированную ударную вязкость КСО 30 Дж/см² при температуре, до которой может опуститься температура стенки трубы.

3. Знак "*" обозначает, что для тепловых электростанций трубы из стали 20 ГОСТ 1050 допускается применять только при условии, что температура стенки трубы $\geq$ минус 30°С.

4. Сварное соединение сварных труб должно быть равнопрочно основному металлу или иметь гарантированный заводом-изготовителем согласно стандарту или техническим условиям на трубы коэффициент прочности сварного соединения. Указанные требования следует вносить в заказные спецификации на трубы.

Применение труб из полуспокойной, кипящей углеродистой стали и труб по ГОСТ 3262 не рекомендуется в следующих случаях:

- при наличии вибрационных нагрузок, на подводных переходах, переходах через автомобильные I - III категорий и железные дороги, трамвайные пути и прокладываемых по мостам и гидротехническим сооружениям;
- при изготовлении соединительных деталей, отводов и компенсирующих устройств для газопроводов среднего и высокого давления методом холодного гнутья;
- для подземных газопроводов, прокладываемых в особых грунтовых условиях, на подрабатываемых территориях и в сейсмических районах с сейсмичностью площадки свыше 6 баллов.

Трубы для газопроводов в зависимости от температуры эксплуатации выбирают:

- по таблице П.3.2 - для подземных, наземных, надземных и внутренних газопроводов, с температурой эксплуатации не ниже минус 40 °С;
- по таблице П.3.3 - для подземных, наземных, надземных и внутренних газопроводов, с температурой эксплуатации ниже минус 40 °С.

Таблица В.3.2 Перечень стальных труб, применяемых в газораспределительных системах в районах с температурой воздуха наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,92 (температурой эксплуатации не ниже минус 40°C)

№ п.п.	Стандарт или технические условия на трубу	Марка стали, стандарт на сталь	Наружный диаметр трубы, мм	Толщина стенки трубы (минимальная), мм, при рабочем давлении газа до 1,2 МПа (природный газ), 1,6 МПа (СУГ)	Завод-изготовитель (порядковый номер согласно Приложению Б)
ТРУБЫ ЭЛЕКТРОСВАРНЫЕ ПРЯМОШОВНЫЕ					
1	ГОСТ 10705 (группа В) ГОСТ 10704	Ст2сп, Ст3сп, ГОСТ 380 08, 10, 15, 20 ГОСТ 1050	10 20 22 26 32 38 45 57 76 89	1,2** 2 2 2 2 2 2 2 2 2,5	12, 17, 22 1, 2, 4, 5, 10, 12, 14, 15 1, 2, 4, 14, 17, 22 1, 2, 4, 5, 7, 10, 12, 14, 16, 18, 22 1, 2, 4, 5, 7, 10, 12, 14, 16, 18, 22 1, 4, 7, 10, 12, 14, 18, 22 1, 2, 4, 5, 7, 9, 10, 12, 14, 18, 21 1, 2, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 19, 21, 22 1, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 19, 21 1, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 13, 14, 15, 16, 17, 19

Продолжение табл. В.3.2

			102	2, 5	1, 4, 5, 8, 9, 10, 11, 13, 14, 15, 16, 17, 19
			108	3	1, 4, 5, 6, 8, 9, 10, 11, 13, 14, 16, 17, 19, 21
			114	3	1, 4, 5, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 19
			159	4	1, 5, 9, 10, 11, 14, 15, 17, 19, 20
			168	4, 5	5, 9, 13, 14, 16, 17
			219	4, 5	1, 5, 17, 20
			273	4, 5	5, 17, 20
			325	5	5, 17, 20
			377	6	5, 20
			426	6	5, 20
			530	6	5
2	ТУ 1373-001-25955489 повышенного качества и надежности	Ст3сп ГОСТ 380 10, 20 ГОСТ 1050	45 57 76 89 102 108 114 127 159 168	2 2 2 2, 5 2, 5 3 3 3 4 4, 5	9
3	ТУ 1383-001-12281990 повышенного качества и надежности	Ст3сп, Ст3пс ГОСТ 380 10, 20 ГОСТ 1050 09Г2С, 17ГС ГОСТ 19281 22ГЮ ТУ 14-106-683	159 168 219 273 325 377 426	4 4 4 5 5 6 6	20
4	ТУ 1104-137300-357-01 (по типу ГОСТ 10705 группа В)	Ст2сп, Ст3сп, ГОСТ 380 08, 10, 15, 20 ГОСТ 1050	20 26 32 38 45 57 76 89	2 2 2 2 2 2 2 2, 5	7
5	ТУ 14-001 (по типу	Ст2сп, Ст3сп,	57 76	2 2	8

Продолжение табл. В.3.2

	ГОСТ 10705 группа В повышенного качества)	ГОСТ 380 08, 10, 15, 20	89 102 108 114	2 2,5 3 3	
6	ТУ 1303-14- ЗР-357-02 (по типу ГОСТ 10705, группа В повышенного качества)	ГОСТ 1050 Ст2сп, Ст3сп, ГОСТ 380 08, 10, 15, 20 ГОСТ 1050 08Ю ГОСТ 9045	57 76 89 102 108 114 127 133 159	3 3 3 3 3 3 3 3 4	10
7	ТУ 14-002 (по типу ГОСТ 10705 группа В повышенного качества)	Ст2сп, Ст3сп, ГОСТ 380 08, 10, 15, 20 ГОСТ 1050 08Ю ГОСТ 9045	57 76 89 102 108 114 159	2 2 2 2,5 3 3 4	11
8	ТУ 14-ЗР-13 (по типу ГОСТ 10705 группа В)	Ст2сп, Ст3сп, ГОСТ 380 10, 20 ГОСТ 1050	20 32 57 76 89 102 108 114 159	2 2 2 2 2,5 2,5 3 3 4	15
9	ТУ 14-З-943	Ст2сп, Ст3сп, ГОСТ 380 10, 20 ГОСТ 1050 17Г1С ГОСТ 19281	219 273 325 377 426 530	4,5 4,5 5 6 6 6	5
10	ГОСТ 20295 (тип 1 - изготовлен- ные контакт- ной сваркой токами высокой частоты)	Ст2сп (К 34) Ст3сп (К 38) ГОСТ 380 08, 10 (К 34) 15 (К 38) 20 (К 42) ГОСТ 1050	159 168 219 273 325 377 426	4,5 5 5 5 5 6 6	1, 5, 9, 17 5, 9, 17 1, 5, 17 5 5 5 5
11	ГОСТ 20295 (тип 3 - изготовлен- ные элект-	17Г1С (К 52) 17ГС (К 52) ГОСТ 19281	530 630 720 820	6 7 7 9	5, 22 5 5, 22 5, 22

Продолжение табл. В.3.2

	родуговой сваркой)				
12	ТУ 14-3-1160	17Г1С (К 52) 17ГС (К 52) ГОСТ 19281	530 720 820 1020 1220	7 8 9 10 12	22
13	ТУ 14-3-1399	Ст3сп ГОСТ 380 10, 20 ГОСТ 1050	219 273 325 377 426	4,8 4,8 5 6 6	5
14	ГОСТ 10706 (группа В) ГОСТ 10704	Ст2сп, Ст3сп ГОСТ 380 17Г1С, 17ГС ГОСТ 19281	530 630 720 820 1020 1220	6 7 8 9 10 10	5, 22 5 5, 22 5, 22 5, 22 22
ТРУБЫ ЭЛЕКТРОСВАРНЫЕ СПИРАЛЬНО-ШОВНЫЕ					
15	ГОСТ 20295 (тип 2 - изготовлен- ные элект- родуговой сваркой)	Ст2сп (К 34) Ст3сп (К 38) ГОСТ 380 08, 10 (К 34) 15 (К 38) 20 (К 42) ГОСТ 1050 17Г1С (К 52) 17ГС (К 52) ГОСТ 19281	159 219 273 325 377 530 630 720 820	4,5 5 6 6 6 6 7 8	1 1 1 1 1 3 3 3 3
16	ГОСТ 8696 (группа В)	Ст2сп, Ст3сп ГОСТ 380 08, 10, 20 ГОСТ 1050 17Г1С, 09Г2С ГОСТ 19281	159 168 219 273 325 377 426 530 630 720 820 1020 1220	4,5 4,5 4,5 4,5 5 6 6 6 6 7 8 9 10	1 1 1 1 1,3 1,3 3 3 3 3 3 3 3
17	ТУ 14-3-808	20 ГОСТ 1050	530 630 720 820 1020 1220	8 8 8 8 10 11	3

Продолжение табл. В.3.2

18	ТУ 14-3-954	20 ГОСТ 1050 17Г1С, 17Г1С-У ГОСТ 19281	530 630 820 1020 1220	6 6 8 9 10	3
ТРУБЫ БЕСШОВНЫЕ ГОРЯЧЕДЕФОРМИРОВАННЫЕ					
19	ГОСТ 8731 (группы В и Г) ГОСТ 8732	Ст2сп ГОСТ 380 10, 20 ГОСТ 1050 09Г2С, 17Г1С ГОСТ 19281 10Г2 ГОСТ 4543	45 57 76 89 102 108 114 127 133 159 168 219 273 325 377 426	3,5 3,5 3,5 3,5 4 4 4 4 4,5 5 6 7 9 9 9	14, 18 3, 14, 18 3, 14, 18 3, 14, 18 3, 14 3, 14, 18, 19, 22 3, 14, 18, 19, 22 3, 14, 18, 19, 22 3, 14, 18, 19*, 22 3, 14, 18, 19*, 22 3, 14, 18, 19* 3, 11, 17*, 19* 3, 17*, 22* 3, 14, 17*, 22* 3, 22* 3, 22*
20	ТУ 14-3-190	10, 20 ГОСТ 1050 09Г2С ГОСТ 19281 10Г2 ГОСТ 4543	57 76 89 108 114 127 133 159 168 219 377 426	3,5 3,5 3,5 4 4 4 4 4,5 5 6 9 9	14, 18 14, 18 14, 18 14, 18, 22 14, 18, 22 14, 18, 22 14, 18, 22 14, 18 14, 18 14, 18 22 22
ТРУБЫ БЕСШОВНЫЕ ХОЛОДНОДЕФОРМИРОВАННЫЕ И ТЕПЛОДЕФОРМИРОВАННЫЕ					
21	ГОСТ 8733 (группы В и Г) ГОСТ 8734	10, 20 ГОСТ 1050 10Г2 ГОСТ 4543	10 20 22 26 32 38 45 48	1,2** 2 2 2 2 2 2 3	14, 18 14, 18 14, 18 14, 18 14, 18 14, 18 14, 18 14, 18

Продолжение табл. В.3.2

			57 60 76 102 108	3 3 3 3 3	14, 18 14, 18 14 2 22
ТРУБЫ ВОДОГАЗОПРОВОДНЫЕ					
22	ГОСТ 3262 (черные, обыкновен- ные и легкие)	В соответ- ствии с ГОСТ 3262	DN15 (21,3) DN20 (26,8) DN25 (33,5) DN32 (42,3) DN40 (48,0) DN50 (60,0) DN65 (75,5) DN80 (88,5) DN90 (101,3) DN100 (114,0) DN125 (140,0) DN150 (165,0)	2,5 2,5 2,8 2,8 3,0 3,0 3,2 3,5 4,0 4,0 4,5 4,5	1, 2, 4, 5, 8, 13, 14, 15, 16, 17, 19, 22 1, 2, 4, 5, 13, 14, 15, 16, 17, 19, 21, 22 1, 2, 4, 5, 8, 13, 14, 15, 16, 17, 19, 21 1, 2, 4, 5, 8, 13, 14, 15, 16, 17, 19, 22 1, 2, 4, 5, 8, 9, 13, 14, 15, 16, 17, 19, 21 2, 4, 5, 6, 8, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 19, 21 2, 4, 5, 6, 8, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 19, 21 1, 2, 4, 5, 6, 9, 12, 13, 14, 15, 17, 19, 21 1 1, 4, 6, 9, 12, 13, 14, 15, 17, 19, 21 1 1
23	ТУ 1104- 137300- 357-01 (по типу ГОСТ 3262)	Ст2сп, Ст3сп ГОСТ 380 08, 10, 15, 20 ГОСТ 1050	DN15 (21,3) DN20 (26,8) DN25 (33,5)	2,5 2,5 2,8	7

Продолжение табл. В.3.2

			DN40 (48,0) DN50 (60,0)	3,0 3,0	
24	ТУ 14-001 (по типу ГОСТ 3262)	В соответ- ствии с ГОСТ 3262	DN20 (26,8) DN25 (33,5) DN32 (42,3) DN40 (48,0)	2,5 2,8 2,8 3,0	8
25	ТУ 14-3Р-13 (по типу ГОСТ 3262)	В соответ- ствии с ГОСТ 3262	DN15 (21,3) DN20 (26,8) DN25 (33,5) DN32 (42,3) DN40 (48,0) DN50 (60,0)	2,8 2,8 3,2 3,2 3,5 3,5	15

Примечания.

1 Стальные трубы, изготовленные по ГОСТ или ТУ, которыми не предусматривается их деление на группы, но регламентируются требования по химическому составу и механическим свойствам (сигма, сигма, дельта) могут применяться для условий, в т.ч. предусматривающих применение труб групп В, Г.

2 Допускается применение стальных труб групп А и Б для газопроводов природного газа и паровой фазы СУГ с $P_N \leq 0,005$ МПа.

3 Допускается применение стальных труб по таблице 3 при соответствующем обосновании. При этом трубы из стали по ГОСТ 19281 допускается применять 3 - 8 категорий.

4 Герметичность стальных труб должна быть гарантирована предприятием-изготовителем методами, предусмотренными соответствующими ГОСТ или ТУ.

5 Для газопроводов жидкой фазы СУГ следует применять бесшовные трубы со 100%-ным контролем трубы основного металла физическими методами контроля. Допускается применять электросварные трубы, при этом трубы до DN50 должны пройти 100%-ный контроль сварного

шва физическими методами, а трубы DN50 и более - также испытаниями сварного шва на растяжение.

6 Заводы-изготовители (Приложение Б) труб по позиции 19, обозначенные "*", выпускают трубы данного диаметра, в том числе из слитка. Такие трубы разрешается применять только при условии 100%-ного контроля металла труб физическими методами, что должно быть указано в заказе на поставку.

7 Трубы с толщиной стенки, обозначенной "***", допускается применять только для импульсных газопроводов.

8 Допускается применение труб, наружный диаметр которых не включен в таблицу, но предусмотрен сортаментом стана соответствующего предприятия-изготовителя.

9 Трубы, выпускаемые заводами, не включенными в Приложение Б, могут быть включены в таблицу только после их апробации в соответствии с требованиями ГОСТ Р 15.201 и при получении разрешения к применению в установленном порядке.

10 Гнутые участки газопроводов из труб по позициям 22 - 2 5 должны иметь радиусгиба не менее 2DN.

Таблица В.3.3 Перечень стальных труб, применяемых в газораспределительных системах в районах температурой воздуха наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,92 (температурой эксплуатации ниже минус 40 °С)

№ п.п.	Стандарт или технические условия на трубу	Марка стали, стандарт на сталь	Наружный диаметр трубы, мм	Толщина стенки трубы (минимальная), мм, при рабочем давлении газа до 1,2 МПа (природный газ), 1,6 МПа (СУГ)	Завод-изготовитель (порядковый номер согласно Приложению В)
ТРУБЫ ЭЛЕКТРОСВАРНЫЕ ПРЯМОШОВНЫЕ					
1	ГОСТ 10705 (группа В) ГОСТ 10704	Ст3сп ГОСТ 380 08, 10, 15, 20 ГОСТ 1050	10 20 22 26 32 38 45 57 76 89 102 108 114	1,2** 2 2 2 2 2 2 3 3 3 3 3 3	17, 22 1, 2, 4, 5, 14, 16 1, 2, 4, 14, 16, 17, 22 1, 2, 4, 5, 12, 14, 16, 17, 22 1, 2, 4, 5, 12, 14, 18, 22 1, 4, 12, 14, 18, 22 1, 2, 4, 5, 9, 12, 14, 18 1, 2, 4, 5, 9, 12, 14, 16, 17, 19 1, 2, 4, 5, 9, 12, 13, 14, 17, 19 1, 4, 5, 9, 13, 14, 17, 19, 22 4, 5, 9, 13, 14, 16, 17, 19 1, 4, 5, 9, 13, 14, 16, 17, 19 1, 4, 5, 9, 13, 14, 16, 17, 19
2	ТУ 1303-14-ЗР-357-02 (по типу ГОСТ 10705 группа В повышенного качества)	Ст3сп ГОСТ 380 08, 10, 15, 20 ГОСТ 1050 08Ю ГОСТ 9045	57 76 89 102 108 114	3	10
3	ТУ 1373-001-	Ст3сп	45	2	9

Продолжение табл.В.3.3

	25955489 повышенного качества и надежности	ГОСТ 380 10, 20 ГОСТ 1050	57 76 89 102 108 114	2 2 2,5 2,5 3 3	
		09Г2С, 17Г1С ГОСТ 19281 08ГБЮ, 09ГБЮ ТУ 14-1-4538	159 168	4 4,5	
4	ТУ 1383-001- 12281990 повышенного качества и надежности	09Г2С, 17ГС ГОСТ 19281	159 168 219 273 325 377 426	4 4 4 5 5 6 6	20
5	ГОСТ 20295 (тип 1 - изготовлены контактной сваркой то- ками высокой частоты)	09Г2С, 17Г1С, 17Г1С-У категорий 6 - 8 ГОСТ 19281	159 168 219 273 325 377 426	4 4 5 6 6 6 6	5, 9 1, 5, 9 1, 5 1, 5 5 5 5
6	ГОСТ 20295 (тип 3 - изготовленные электродуго- вой сваркой)	17Г1С (К 52) 17ГС (К 52) категорий 6 - 8 ГОСТ 19281	530 630 720 820	7 8 8 8,5	5, 22 5 5, 22 5, 22
7	ТУ 14-3Р-1471	09Г2С категорий 6 - 8 ГОСТ 19281	159 168 219 273 325 377 426 530	4 4 5 6 6 6 7 7	5
8	ТУ 14-3-1160	17Г1С (К 52) 17ГС (К 52) категорий 6 - 8 ГОСТ 19281	530 720 820 1020 1220	7 8 9 10 12	22
ТРУБЫ ЭЛЕКТРОСВАРНЫЕ СПИРАЛЬНО-ШОВНЫЕ					
9	ГОСТ 20295 (тип 2 - изготовленные электродуго- вой сваркой)	17Г1С (К 52) 17ГС (К 52) категорий 6 - 8 ГОСТ 19281	159 219 273 325 377 530 620 720 820	4,5 5 6 6 6 7 7 8 8,5	1 1 1 1 1 3 3 3 3

Продолжение табл.В.3.3

10	ТУ 14-3-1973 с наружным антикоррози- онным покры- тием	17Г1С (К 52) 7Г1С (К 56) категорий 6 - 8 ГОСТ 19281	530 630 720 820 1020 1220	7 7 7 8 10 10	3
ТРУБЫ БЕСШОВНЫЕ ГОРЯЧЕДЕФОРМИРОВАННЫЕ					
11	ГОСТ 8731 (группы В и Г) ГОСТ 8732	10, 20 ГОСТ 1050 17Г2С, 09Г2С категорий 6 - 8 ГОСТ 19281 10Г2 ГОСТ 4543	45 57 76 89 102 108 114 127 133 159 168 219 273 325 377 426	3,5 3,5 3,5 3,5 4 4 4 4 4 4,5 5 6 7 9 9 9	14 3, 14, 18 3, 14, 18 3, 14, 18 3, 14 3, 14, 18, 19*, 22 3, 14, 18, 19*, 22 3, 14, 18, 19*, 22 3, 14, 18, 19*, 22 3, 14, 18, 19*, 22 3, 14, 18, 19* 3, 14 3 3 3
12	ТУ 14-3-190	10, 20 ГОСТ 1050 09Г2С категорий 6 - 8 ГОСТ 19281 10Г2 ГОСТ 4543	57 76 89 108 114 127 133 159 168 219	3,5 3,5 3,5 4 4 4 4 4,5 5 6	14, 18 14, 18 14, 18 14, 18, 22 14, 18, 22 14
13	ТУ 14-3-1128	20 ГОСТ 1050 09Г2С категорий 6 - 8 ГОСТ 19281	57 76 89 102 108 114	4 4 4 4 4 4,5	3, 14 3, 14 3, 14 3, 14 3, 14, 22 3, 14, 22
		09Г2С категорий 6 - 8 ГОСТ 19281	127 133 159 168 219 273 325 377 426	5 5 5 5 6 8 8 8 9	3, 14, 22 3, 14, 22 3, 14, 22 3, 22 3, 22 14, 22 14, 2 22 22
ТРУБЫ БЕСШОВНЫЕ ХОЛОДНОДЕФОРМИРОВАННЫЕ И ТЕПЛОДЕФОРМИРОВАННЫЕ					

Продолжение табл.В.3.3

14	ГОСТ 8733 (группы В и Г) ГОСТ 8734	10,20 ГОСТ 1050 10Г2 ГОСТ 4543	10	1,2**	14, 18
			20	2	14, 18
			22	2	14, 18
			26	2	14, 18
			32	2	14, 18
			38	2	14, 18
			45	2	14, 18
			48	3	14, 18
			57	3	14, 18
			60	3	14, 18
			76	3	14
			102	3	14, 22
108	3	22			
ТРУБЫ ВОДОГАЗОПРОВОДНЫЕ					
15	ГОСТ 3262 (черные, обыкновенные, легкие печной сварки или электросвар- ные термо- обработанные по всему объему или горячережущи- рованные)	В соответ- ствии с ГОСТ 3262	DN15 (21,3)	2,5	14, 17, 19, 22
			DN20 (26,8)	2,5	14, 17, 19, 22
			DN25 (33,5)	2,8	14, 17, 19, 22
			DN32 (42,3)	2,8	14, 17, 19, 22
			DN40 (48,0)	3,0	1, 14, 17, 19, 22
			DN50 (60,0)	3,0	1, 14, 17, 19, 22
			DN65 (75,5)	3,5	1, 14, 17, 19, 22
			DN80 (88,5)	3,5	1, 14, 17, 19, 22

Примечания.

1. Трубы по позиции 1 допускается применять для газопроводов давлением до 0,6 МПа. Толщина стенки труб по позиции 1 не должна превышать 4 мм, трубы с толщиной стенки 3 - 4 мм должны быть термически обработанными.

2. Стальные трубы, изготовленные по ГОСТ или ТУ, которыми не предусматривается их деление на группы, но регламентируются требования по химическому составу и механическим свойствам (сигма, сигма, дельта), могут применяться для условий, в т.ч. предусматривающих применение групп В, Г.

3 Герметичность стальных труб должна быть гарантирована предприятием-изготовителем методами, предусмотренными соответствующими ГОСТ, ТУ.

4 Для газопроводов жидкой фазы СУГ следует применять бесшовные трубы со 100%-ным контролем трубы основного металла физическими методами контроля. Допускается применять электросварные трубы, при этом трубы до DN50 должны пройти 100%-ный контроль сварного шва физическими методами, а трубы DN50 и более - также испытаниями сварного шва на растяжение.

5 Допускается применение труб, наружный диаметр которых не включен в таблицу, но предусмотрен сортаментом стана соответствующего предприятия-изготовителя.

6 Трубы с толщиной стенки, обозначенной "***", допускается применять только для импульсных газопроводов.

7 Заводы-изготовители (Приложение Б) труб по позиции 11, обозначенные "*", выпускают трубы данного диаметра, в том числе из слитка. Такие трубы разрешается применять только при условии 100%-ного контроля металла труб физическими методами, что должно быть указано в заказе на поставку.

8 Трубы, выпускаемые заводами, не включенными в Приложение Б, могут быть включены в таблицу только после их апробации в соответствии с требованиями ГОСТ Р 15.201 и при получении разрешения к применению в установленном порядке.

9 Гнутые участки газопроводов из труб по позиции 15 должны иметь радиусгиба не менее $2DN$, а требования о термообработке или горячем редуцировании электросварных труб должны быть оговорены в заказе.

В данных таблицах приведены минимально допустимые толщины труб, выпускаемых заводами-изготовителями. Перечень заводов-изготовителей труб, указанных в таблицах В.3.2 и В.3.3, приведен в Приложениях Д и П.3.Б.

В случаях, когда нормирование механических свойств ГОСТ (ТУ) на трубы не предусмотрено, механические свойства металла труб следует определять по таблице В.3.4.

Таблица В.3. 4 - Механические свойства металла труб

Марка стали	Временное сопротивление сигма, в МПа	Предел текучести сигма, т МПа	Относительное удлинение дельта, %
	не менее		
08Ю	255	174	30
08кп	294	174	27
08, 08пс, 10кп	314	196	25
10, 10пс, 15кп, Ст2, сп, Ст2пс, Ст2сп	333	206	24
15, 15пс, 20кп, Ст3, кп, Ст3пс, Ст3сп	372	225	22
20, 20пс	412	245	21

Стальные импульсные газопроводы для присоединения контрольно-измерительных приборов и приборов автоматики газифицируемого оборудования следует предусматривать из труб, приведенных в таблицах 2 и 3, или согласно данным, приведенным в паспортах на оборудование.

Соединительные детали газопроводов должны быть изготовлены в соответствии с ГОСТ (ОСТ).

Допускается применение соединительных деталей из стальных бесшовных и сварных труб и листового проката, металл которых отвечает требованиям, предъявляемым к металлу трубы и области применения газопровода, для которого предназначены соединительные детали.

Приложение Г

Трубы стальные бесшовные горячедеформированные.

Трубы, изготавливаемые по ГОСТ 8731 [26], ГОСТ 8732 [27] из
слитка

Завод-изготовитель	Наружный диаметр трубы, мм
АО "Северский трубный завод"	219, 273, 325
АО "Таганрогский металлургический завод"	108, 114, 127, 133, 159, 168, 219
Челябинский трубопрокатный завод, АООТ "ЧТПЗ"	273, 325, 377, 426

Приложение Д

Список российских заводов изготавливающих стальные трубы

1. Альметьевский трубный завод, ОАО "АТЗ", 423400, Татарстан, г. Альметьевск, Промзона-11.
2. Волгоградский трубный завод, АО "ВЕСТ-МД", 400075, г. Волгоград, ул. Краснополянская, 15.
3. АО "Волжский трубный завод", 404119, г. Волжский Волгоградской области.
4. ООО "Волгатрубопрофиль", 156901, Костромская область, г. Волгореченск, ул. Магистральная, 36, строение 1.
5. АО "Выксунский металлургический завод", 607030, г. Выкса-7 Нижегородской области.
6. ЗАО "ВИРА", 456530, Челябинская область, Сосновский район, поселок Есаулка, ул. Трактористов, 1.
7. ОАО "Давлекановский Ремтехсервис", 453400, Республика Башкортостан, г. Давлеканово, ул. Беяева, 18.
8. ЗАО "Друза", 460052, г. Оренбург, ул. Конституции, 27.
9. ОАО "Газпромтрубинвест" - Волгореченский трубный завод, 156901, Костромская область, г. Волгореченск, ул. Магистральная, 1.
10. Магнитогорский металлургический комбинат, 455002, Челябинская область, г. Магнитогорск, ул. Кирова, 93.
11. Миасский трубный завод, ООО "Южуралстальпрокат", 456323, Челябинская область, г. Миасс, ул. Пролетарская, 1.
12. АО "Московский трубный завод "Филит"", 121087, г. Москва, ул. Баркляя, 6.
13. Новосибирский металлургический завод, 630032, г. Новосибирск, ул. Станционная, 28.
14. АО "Первоуральский Новотрубный завод", 623112, г. Первоуральск Свердловской области.
15. АО "ПЕНЗАВОДОПРОМ", 440054, г. Пенза, ул. Аустина, 3.
16. АО "С.-Петербургский трубный завод "Трубосталь"", 193171, г. С.-Петербург, Железнодорожный пр., 16.
17. АО "Северский трубный завод", 624090, г. Полевской, Свердловская обл., ул. Пролетарская, 7.
18. АО "Синарский трубный завод", 623401, г. Каменск-Уральский Свердловской области.

19. АО "Таганрогский металлургический завод", 347928, г. Таганрог Ростовской области, ул. Заводская, 1.

20. ОАО "Уральский трубный завод "Уралтрубпром", 623107, Свердловская область, г. Первоуральск, поселок Ново-Талица.

21. "Уфапромгаз", Республика Башкортостан, г. Уфа.

22. Челябинский трубопрокатный завод, АООТ "ЧТПЗ", 454129, г. Челябинск, ул. Машиностроителей, 27.

Приложение E

Медные газопроводы

Для внутренних газопроводов рекомендуется применять тянутые или холоднокатанные медные трубы по ГОСТ 617 круглого сечения в твердом состоянии или в твердом повышенной прочности, нормальной или повышенной точности изготовления с толщиной стенки не менее 1 мм, трубы должны быть испытаны на герметичность на заводе-изготовителе. Материал труб: медь марок М1, М1р, М2, М2р, по ГОСТ 859.

Условное обозначение медных труб включает: наименование изделия - труба; способ изготовления; форму сечения; точность изготовления; состояние поставки; наружный диаметр; толщину стенки; марку меди; особые условия; ГОСТ 617.

Условные обозначения медных труб расшифровываются следующим образом:

Способ изготовления: тянутые или холоднокатанныеД
Форма сечения: круглая Р
Точность изготовления:
нормальнаяН
повышенная П
Состояние:
твердоеТ
твердое повышенной прочности Ч
Длина:
немернаяНД
кратная мернойКД
Особые условия:
трубы повышенной точности по длине Б
трубы высокой точности по кривизне К

Примечание. Знак "Х" ставится вместо отсутствующих данных, кроме длины и особых условий.

Пример:

Труба ДКРНТ 22 х 1,5 х 3000 М2 К ГОСТ 617.

Труба тянутая, круглая, нормальной точности изготовления, твердая, диаметром 22 мм, толщиной стенки 1,5 мм, длиной 3000 мм, из меди марки М2, высокой точности по кривизне, по ГОСТ 617.

Физико-механические свойства медных труб:

- температура плавления ≥ 1083 °C;
- плотность 8,94 г/см³;
- предел прочности: $\sigma_b \geq 280$ МПа - для труб в твердом состоянии, $\sigma_b \geq 310$ МПа - для труб в твердом состоянии повышенной прочности;
- предел текучести $\sigma_t \geq 68$ МПа;
- относительное удлинение при разрыве $\delta_{10} \geq 2\%$.

Медные трубы поставляются пакетом или отдельно. На каждый пакет труб должен быть прикреплен ярлык с указанием:

- товарного знака или товарного знака и наименования предприятия-изготовителя;
- условного обозначения труб или марки материала, размеров труб, точности изготовления, состояния поставки металла, обозначения ГОСТ 617;
- номера партии;
- штампа технического контроля или номера технического контролера.

На каждой трубе, поставляемой отдельно, также должен быть прикреплен ярлык с вышеуказанными данными.

Допускается строительство внутренних газопроводов из импортных медных тянутых или холоднокатаных труб в твердом состоянии и соединительных деталей, разрешенных к применению в установленном порядке. Содержание Cu или Cu + Ag в материале труб и деталей - не менее 99,9%, включения фосфора - не более 0,04%.

Марка меди обозначается:

- Cu-DHP - согласно международному стандарту ISO 1190-1 и европейскому стандарту EN 133/20;
- SF-Cu - согласно национальному стандарту Германии DIN 1787;
- C 106 - согласно национальному стандарту Великобритании BS 1172.

Твердое состояние труб обозначается символами: R290, F30, z6.

Маркировка импортных труб производится согласно требованиям нормативной документации фирмы-поставщика.

Соединительные детали изготавливаются из медных труб по рабочим чертежам и технологической документации, утвержденным в установленном порядке.

Соединительные детали испытываются на герметичность по технологии завода-изготовителя.

На наружную поверхность каждого раструба (гладкого конца) соединительной детали наносится маркировка типоразмера. Маркировка

импортных соединительных деталей производится согласно требованиям нормативной документации фирмы-поставщика.

На каждое товарное место упакованных соединительных деталей прикрепляется ярлык, на котором указывается:

- наименование или наименование и товарный знак предприятия;
- наименование и условное обозначение деталей;
- гарантийные сроки хранения и эксплуатации;
- номер партии и количество деталей;
- штамп технического контроля или номер технического контролера.

Предприятия-изготовители должны иметь разрешение Госгортехнадзора России на право производства соединительных деталей газопроводов.

В качестве припоев следует применять медно-фосфорные припои: ПМФС6-0,15, ТУ 48-3650-10; ПМФОЦр6-4-0,03, ТУ 48-21-663. Медно-фосфорные припои имеют высокую жидкотекучесть и сравнительно низкую температуру плавления (680 - 850 °С), обеспечивают высокую прочность паяного соединения. Припои ПМФС6-0,15, ТУ 48-3650-10; ПМФОЦр6-4-0,03, ТУ 48-21-663 обладают самофлюсующими свойствами, и пайку этими припоями рекомендуется выполнять без применения флюсов.

Таблица Е.3.5 - Размеры труб, раструбов и гладких концов соединительных деталей

Типоразмер медных труб и соединительных деталей, мм	Допуск диаметра D ₂ медных труб (гладкого конца детали), мм		Допуск диаметра D ₁ (D ₃) соединительных деталей, мм		Ширина зазора "труба - соединительная деталь", мм		Минимальная длина раструба конца L ₁ (L ₃), мм	Минимальная длина раструба конца L ₂ , мм
	min	max	min	max	min	max		
12	0	-0,2	+0,15	-0,05	0,02	0,2	9	11
15			+0,006	+0,04			11	13
18							13	15
22	0	-0,24	+0,18	+0,05	0,2	0,24	16	18
28			+0,07	-0,06			19	21
35	0	-0,3	+0,33	+0,07	0,03	0,3	23	25
42			+0,10	-0,08			27	29
54							32	34

Таблица Е.3.6 Номенклатура труб и соединительных деталей (фитингов), применяющихся для строительства внутренних газопроводов из медных труб

N	Наименование	Типоразмер медных труб (диаметр пайки и толщина стенки) D ₁ , (D ₃)xS, мм. Типоразмер соединительных деталей (диаметр пайки) D ₁ (D ₃), мм	Предприятия-изготовители
1	Труба медная	12 x 1	1, 2, 4, 5, 7, 8
		15 x 1	
		18 x 1	
		22 x 1, 22 x 1,5	
		28 x 1, 28 x 1,5	
		35 x 1,5	
		42 x 1,5	
		54 x 2	
2	Муфта, отвод, тройник равнопроходный	12	3, 6, 8
		15	
		18	
		22	
		28	
		35	
		42	
		54	
3	Переход	15 x 18	3, 6, 8
		15 x 22	
		15 x 28	
		18 x 22	
		18 x 28	
		22 x 28	
		18 x 35	

Продолжение табл. Е.3.6

N	Наименование	Типоразмер медных труб (диаметр пайки и толщина стенки) D ₁ , (D ₃)xS, мм. Типоразмер соединительных деталей (диаметр пайки) D ₁ (D ₃), мм	Предприятия-изготовители
		18 x 42	
		22 x 35	
		22 x 42	
		28 x 42	
		28 x 54	
		32 x 42	
		35 x 54	
		42 x 54	
4	Тройник переходный	12 x 15 x 12	3, 6, 8
		15 x 12 x 15	
		15 x 15 x 12	
		15 x 18 x 15	
		15 x 22 x 15	
		18 x 12 x 18	
		18 x 18 x 15	
		18 x 22 x 18	
		22 x 12 x 22	
		22 x 15 x 22	
		22 x 18 x 22	
5	Латунные переходные детали (пайка-резьба)	15 - 1/2"	8
		18 - 1/2"	
		22 - 3/4"	
		28 - 1'	
		35 x 1' 1/4"	
		42 x 1' 1/2"	
		54 x 2'	

Приложение П.3.Г

Список российских предприятий поставляющих медные трубы и соединительные детали для строительства внутренних газопроводов

1. АО "Кировский завод цветных металлов", 610016, Россия, г. Вятка, Октябрьский проспект, 18.
2. Кольчугинский завод цветных металлов, 601744, Россия, Владимирская область, г. Кольчугино, ул. К. Маркса, 25.
3. ТОО "Металл", 453350, Башкортостан, г. Кимертау, ул. Ленина, 4.
4. АО "Орский завод по обработке цветных металлов", 462402, Россия, Оренбургская область, г. Орск, ул. Заводская, 6.
5. ЗАО "Ренессанс", Трубный завод, 623270, Россия, Свердловская обл., г. Ревда, ул. Ковельская, 1.
6. АО "Рыбинские моторы", 152903, Россия, Ярославская область, г. Рыбинск.
7. АО "Сплав", 462630, Россия, Оренбургская область, г. Гай.
8. ООО МП "ТЕРМОСЕРВИС", 101000, Москва, Архангельский пер., 10, стр. 2.

Приложение П.3.Д

Особенности проектирования газопроводов из стальных труб

При выборе способа прокладки стальных газопроводов следует руководствоваться требованиями СНиП 42-01-2002, положениями СП 42-101-2003. Допустимые радиусы изгиба газопровода в горизонтальной и вертикальной плоскостях следует определять расчетом из условия прочности и местной устойчивости стенок труб в соответствии с подразделом "Расчет газопроводов на прочность и устойчивость" настоящего СП.

Таблица П.3.7 Механические свойства основного металла

электросварных труб без термической обработки для систем газоснабжения.

Марка стали	Временное сопротивление σ_B МПа при наруж. диам. D_H , мм			Предел текучести, σ_T , МПа	Относительное удлинение δ , % при наруж. диам. D_H , мм		
	20÷60	63÷152	свыше 159		20÷60	63÷152	свыше 159
	не менее						
08 Ю	314			174	7		
08кп, 08пс, 08	372	294	314	174	6	23	20
10кп, Ст2кп	372	314	314	174	6	23	20
10пс, Ст2пс	372	314	314	186	6	23	20
10, Ст2пс	372	314	314	196	6	23	20
15кп	441	353	353	186	5	21	20
15пс, 20кп	441	353	353	196	5	21	20
15, 20пс	441	353	353	206	5	21	20
20	441	353	353	216	5	21	20
Ст3кп	441	353	353	196	5	20	19
Ст3пс	441	372	353	206	5	20	19
Ст3сп	441	372	353	216	5	20	19
Ст4кп, Ст4пс	490	412	402	216	4	19	18
Ст4сп	490	412	402	225	4	19	18

Примечания:

1 Для труб от 20 до 60 мм при толщине стенки менее $0,06 \cdot D_n$ допускается снижение относительного удлинения на 10%.

2 Для труб диаметром свыше 159 мм с толщиной стенки более 6 мм допускается снижение относительного удлинения на 5%.

Таблица П.3.8 Механические свойства основного металла электросварных труб с объёмной термической обработкой для систем газоснабжения.

Марка стали	Временное сопротивление σ_B , МПа	Предел текучести σ_T , МПа	Относительное удлинение δ , %
не менее			
08 Ю	255	174	30
08кп	294	174	27
08, 08пс, 10кп	314	196	25
10, 10пс, 15кп, Ст2сп, Ст2пс	333	206	24
15, 15пс, 20кп, Ст3кп, Ст3пс, Ст3сп	372	225	22
20, 20пс, Ст4кп, Ст4пс, Ст4сп	412	245	21

Таблица П.3.9 Область применения труб из полуспокойной и кипящей стали в зависимости от расчётной температуры наружного воздуха

Диаметр, мм, включительно	Толщина стенки, мм, включительно	Расчётная температура наружного воздуха, °С, включительно	
		Надземная и наземная прокладка	Подземная прокладка
Трубы из полуспокойной стали			
до 168	до 5	до минус 40°С	до минус 60°С
до 325	до 5	до минус 40°С	до минус 40°С
до 820	до 8	до минус 20°С	до минус 30°С
Трубы из кипящей стали			
до 114	до 4,5	до минус 40°С	до минус 40°С
до 530	до 8	до минус 10°С	до минус 30°С

Приложение П.4

Углы расположения сварного шва относительно плоскостигиба

Углы расположения сварного шва относительно плоскости должны быть определены в соответствии с рис. П.4.1.

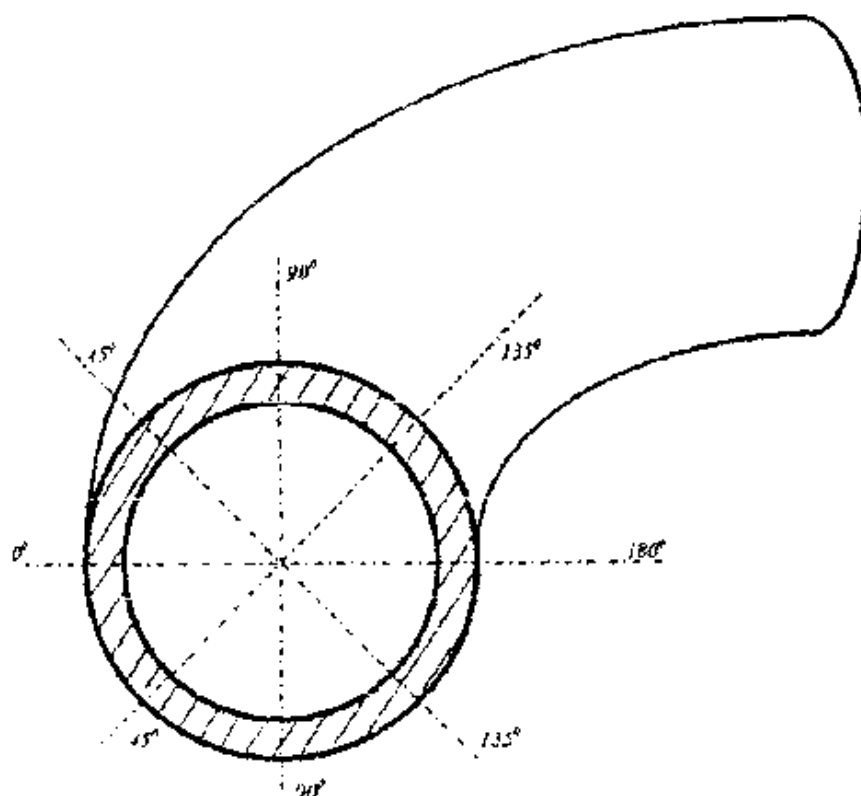


Рисунок П.4.1- Углы расположения сварного шва относительно плоскостигиба

Приложение П.5

Список Российских предприятий, изготавливающих (поставляющих) медные трубы и соединительные детали для строительства внутренних газопроводов.

1. АО "Кировский завод цветных металлов", 610016, Россия, г. Вятка, Октябрьский проспект, 18.
2. Кольчугинский завод цветных металлов, 601744, Россия, Владимирская область, г. Кольчугино, ул. К. Маркса, 25.
3. ТОО "Металл", 453350, Башкортостан, г. Кимертау, ул. Ленина, 4.
4. АО "Орский завод по обработке цветных металлов", 462402, Россия, Оренбургская область, г. Орск, ул. Заводская, 6.
5. ЗАО "Ренессанс", Трубный завод, 623270, Россия, Свердловская обл., г. Ревда, ул. Ковельская, 1.
6. АО "Рыбинские моторы", 152903, Россия, Ярославская область, г. Рыбинск.
7. АО "Сплав", 462630, Россия, Оренбургская область, г. Гай.
8. ООО МП "ТЕРМОСЕРВИС", 101000, Москва, Архангельский пер., 10, стр. 2.

Приложение П.6

Таблица П.6 Список заводов-изготовителей запорной арматуры

№ п.п.	Наименование предприятия	Код ОКПО	Адрес предприятия
1	Алексинский завод «Тяжпромарматура»	5785579	301340, г. Алексин Тульской области, ул. Некрасова
2	Ангарский ремонтно-механический завод ПО «Ангарскнефтеоргсинтез»	5742742	665805, г. Ангарск Иркутской области
3	Бакинский завод нефтепромыслового машиностроения	0218708	370025, г. Баку, ул. Степная, 11
4	Бежицкий сталелитейный завод	0210850	241038, г. Брянск, Стальзавод
5	Благовещенский арматурный завод АО БАЗ	0218231	452220, Респ. Башкортостан, г. Благовещенск, ул. Седова, 1
6	Бологовский арматурный завод	4606955	171060, г. Бологое Тверской области, ул. Горская, 88
7	Бугульминский механический завод	5749221	423200, Респ. Татарстан, г. Бугульма-9
8	ОАО «157 металлообрабатывающий завод»	07610434	188350, г. Гатчина Ленинградской области
9	Георгиевский арматурный завод АО АрЗиЛ	2180840	357806, г. Георгиевск Ставропольского края, ул. Чугурина, 18
10	Гродненское УПП БелОГ	3973235	230005, Беларусь, г. Гродно, ул. Дзержинского, 94
11	Гусь-Хрустальный арматурный завод АО АР-МАГУС	2181160	601550, г. Гусь-Хрустальный Владимирской области, ул. Рудницкая, 4
12	Душанбинский арматурный завод	0218399	734036, Таджикистан, г. Душанбе, ул. Джами, 2/1
13	Елабужский арматурный завод	5749234	423630, Респ. Татарстан, г. Елабуга, ул. Ленина, 24
14	Завод газового оборудования	03218952	427870, Удмуртия, г. Камбарка, ул. Маяковского, 2
15	ООО «Завод Газпроммаш»	36214188	410026, г. Саратов
16	АО «Знамя труда» им. Лепсе	0218163	197061, Санкт-Петербург, ул. Дивенская, 3

Продолжение табл. П.6

17	ПО «Казтяжпромарматура»	0219460	492000, г. Усть-Каменогорск
18	Курганский арматурный завод АО Икар	0218142	640647, г. Курган, ул. Химмашевская, 24
19	ЗАО «Мален»	35506687	197061, Санкт-Петербург
20	ТОО «Металл»	20668970	453350, Респ. Башкортостан, г. Кумертау, ул. Ленина, 4
21	Новгородское АО «Контур»	7541304	173021, г. Новгород, ул. Нежинская, 61
22	АООТ «Новочеркасскнефтемаш»	00217627	346427, г. Новочеркасск Ростовской области
23	ОАО «Оренбургский завод бурового оборудования»	01423045	460462, г. Оренбург, пр. Победы, 118
24	Осинский машиностроительный завод	0238001	618120, г. Оса Пермской области, ул. Крыловская, 5
25	АО «Пензенский арматурный завод»	5749381	440007, г. Пенза, ул. Транспортная, 1
26	НПО «Пензтяжпромарматура»	0218198	440020, г. Пенза, п/о 20
27	Первоуральский завод сантехизделий треста «Уралсантехмонтаж»	1217291	623108, г. Первоуральск Свердловской области
28	Семеновский арматурный завод	0218137	606600, г. Семенов Нижегородской области, ул. Володарского, 1
29	Семипалатинский арматурный завод	5604194	490047, Казахстан, г. Семипалатинск, п/о 47
30	ОАО «Сигнал»	07508919	413119, г. Энгельс Саратовской области
31	ООО «СПб Газарматура»	47990116	197061, Санкт-Петербург
32	ЗАО «Строммаш»	12547324	432072, г. Ульяновск, а/я 5936
33	ОАО «Строммашина»	00239296	155110, г. Кохма Ивановской области, ул. Кочетовой, 2
34	ПО «Туласантехника»	0288466	300002, г. Тула, ул. Октябрьская, 48
35	АО «Урал-арма»	2183830	417815, Казахстан, г. Уральск, ул. Магистральная, 5
36	Учреждение УБ 14/3	08550255	656905, г. Барнаул, пос. Куета
37	Учреждение УФ 91/14	8556547	633420, г. Тогучин Новосибирской области
38	Учреждение УШ-349/13	8558392	622013, г. Нижний Тагил Екатеринбургской области
39	НПО «Фанат»	47156152	450015, г. Уфа, а/я 79
40	ЗАО «Фобос»	12213528	152903, г. Рыбинск
41	ПКФ «ЭКС-Форма»	0021753	410026, г. Саратов, а/я 1497
42	Юго-Камский машиностроительный завод им. Лепсе	21492266	618026, п. Юго-Камский Пермской области, ул. Труда, 1
43	АО «Южураларматура-Сантехник»	52838824	456313, г. Миасс Челябинской области, Тургорское шоссе
44	ООО ИК «Энергопред-Ярдос»		103527, Москва, Мосэнерго, 686

Приложение П.7

Единицы физических величин в науке и технике

История единиц физических величин начинается с истории мер и весов. За три тысячи лет до н. э. в Египте уже применялись довольно точно установленные единицы длины, площади и веса. В древнем Египте, Греции, Риме, в странах Ближнего Востока, европейских государствах предлагались и даже узаконивались различные эталоны измерения длин (расстояний), площадей, весов и т.п. Так в третьем тысячелетии до н. э. шумеры создали шестидесятиричную систему исчисления. На её основе позже возникла шумеро-вавилонская система мер и весов. В частности в Вавилонии разделил час на 60 минут и минуту - на 60 секунд. Аналогично был разделён и угловой градус.

Чаще всего использовались кратные единицы с помощью больших множителей. Но всё чаще использовались числ 12 кратные ему числа 24 и 60, удобные для деления на части. Эта тенденция подкреплялась и тем, что в году было около 12 лунных месяцев.

Разнобой и хаос в области мер и весов осложнял торговлю в пределах отдельно взятых стран и тем более международную торговлю. В средние века в ряде европейских стран предпринимались попытки введения мер, одинаковых и обязательных в пределах данной страны. Однако эти первые попытки, имевшие место в Англии в 1001 и 1215 г.г., во Франции в 1321 г. и в Австрии в 1438 г. оказались безуспешными.

В последствии возобладала десятичная система исчисления. Кратные единицы стали образовывать посредством целых степеней числа 10. Чрезвычайно плодотворным оказалось предложение Ван-Свиндена (XVIII в.) образовывать десятичные кратные и дольные единицы посредством приставок кило, гекто, дека, деци, санти, милли.

Метрическая система была разработана и первоначально внедрена в ходе Великой французской революции (1789 г.). Проект Метрической системы был утверждён Национальным собранием Франции 30 марта 1791 г.

Важнейшими событиями в метрологии последних десятилетий стали принятие Международной системы единиц (СИ или SI) в 1960 г, а затем введение её в СССР с 1982 г.

Ниже приведены множители, кратные 10; Международная система единиц и фрагмент соотношения между единицами СИ и дугими единицами.

Таблица П.7.1 Множители и приставки для образования десятичных кратных и дольных единиц

Множи- тель	Приста- вка	обозначение		Множи- тель	Приста- вка	обозначение	
		русское	международное			русское	международное
10^{24}	иотта	Y	I	10^{-1}	деци	д	d
10^{21}	зетта	Z	Z	10^{-2}	санتي	с	c
10^{18}	экса	E	E	10^{-3}	милли	м	m
10^{15}	пета	P	P	10^{-6}	микро	мк	μ
10^{12}	тера	T	T	10^{-9}	нано	н	n
10^9	гига	G	G	10^{-12}	пико	п	p
10^6	мега	M	M	10^{-15}	фемто	ф	f
10^3	кило	K	k	10^{-18}	атто	а	a
10^2	гекто	H	h	10^{-21}	zepto	z	z
10^1	дека	да	da	10^{-24}	иокто	y	y

Таблица П.7.2 Относительные единицы

Наименование	обозначение		соотношение с главной единицей	определение
	русское	международное		
единица	1	1	1	-
процент	%	%	10^{-2}	Сотая доля
промилле	‰	‰	10^{-3}	Тысячная доля
миллионная доля	млн. ⁻¹	ppm	10^{-6}	Млليونная доля

Таблица П.7.3 Соотношения между единицами СИ и другими единицами
(фрагмент из таблицы П.18 [4])

Длина

ферми = 10^{-15} м;

ангстрем (Å) = 10^{-10} м;

микрометр (мкм) = микрону (мк, μ) = 10^{-6} м;

фут = 0,3048 м;

икс-единица (икс-ед., X) = $1,0021 \cdot 10^{-13}$ м – применяется для выражения праметров кристаллических решёток и длин волн рентгеновского и гамма-излучения;

астрономическая единица (а.е., ua) – среднее расстояние от Солнца до Земли, 1 а.е. = $1,49598 \cdot 10^{11}$ м.

Площадь

гектар (га, ha) = $10^{-4} \text{ м}^2 = 0,01 \text{ км}^2$;

сотка = 100 м^2 ; акр $\approx 40,47 \text{ га}$.

Объём, вместимость

литр (л, L). $1 \text{ л} = 1 \text{ дм}^3 = 10^{-3} \text{ м}^3$;

баррель нефтяной = 158,987 л.

Масса

Атомная единица массы (а.е.м., u) – масса, равная 1/12 атома изотопа углерода ^{12}C , $1 \text{ а.е.м.} = 1,66054 \cdot 10^{-27} \text{ кг}$;

грамм (г, g) = 10^{-3} кг ;

центнер (ц, q) = 100 кг;

тонна (т, t) = 1000 кг;

пуд = 40 фунтов = 16,3805 кг;

карат (кар) = 0,2 г.

Сила

килограмм-сила = 9.80665 Н;

грам-сила, понд (гс) = $9,80665 \cdot 10^{-3} \text{ Н}$;

дина (дин, dyn) = $\text{см} \cdot \text{г} \cdot \text{с}^{-2} = 10^{-5} \text{ Н}$.

Давление (механическое напряжение)

пъеза (пз, pz) = стен на квадратный метр = 10^3 Па ;

бар (бар, var), гектопъеза = 10^5 Па ;

бария, микробар = $\text{дин}/\text{см}^2$;

килогам-сила на квадратный миллиметр ($\text{кгс}/\text{мм}^2$) = $10^6 \text{ кгс}/\text{м}^2$;

килогам-сила на квадратный метр ($\text{кгс}/\text{м}^2$) = 9,80665 Па;

миллиметр водяного столба (мм вод. ст., mm H₂O) = $\text{кгс}/\text{м}^2$;

миллиметр ртутного столба (мм рт. ст., mm H_g) = 133,322 Па;

тор (Тор, Torr) = мм рт. ст.;

атмосфера техническая (ат, at) = $1 \text{ кгс}/\text{см}^2 = 9,80665 \cdot 10^4 \text{ Па}$;

атмосфера физическая (атм, atm) = 760 мм рт. ст. = $1,013\,25 \cdot 10^5 \text{ Па}$;

фунт-сила на квадратный фут = 47,880 26 Па.

Энергия, работа, количество теплоты

эрг (эрг, erg) = $\text{см}^2\text{г}\cdot\text{с}^{-2} = 10^{-7}$ Дж;

киловатт-час (кВт·ч) = $3,6\cdot 10^6$ Дж;

килограммометр (кгс·м) = 9,806 65 Дж;

лошадиная сила-час (л. с.·ч) = $2,647\,796\cdot 10^6$ Дж;

калория международная (кал, cal) = 4,1868 Дж;

калория большая = 4186,8 Дж;

термия (тм, tm) = 10^6 кал = $4,1868\cdot 10^6$ Дж;

тонна условного топлива⁴ (т у. т) = 7 Гкал = $2,930\,76\cdot 10^{10}$ Дж;

тонна нефтяного эквивалента (т н. э., t. o. e.) = 10 Гкал;

тонна тринитротолуола = $4\cdot 10^9$ Дж.

247_____

⁴ Под условным топливом понимают топливо с теплотой сгорания 29300 кДж/кг [32].

Пересчёт натурального топлива на условное проводят по формуле:

$$B_y = B_n \cdot Q_n / 29300,$$

где B_y – количество условного топлива, кг;

B_n – количество натурального топлива, кг.

Q_n – средняя теплота сгорания натурального топлива, кДж/кг

Таблица П.7.4 Основные единицы Международной системы(SI)

Величина		Единица			
Наименование	Размер-ность	Наименование	Обозначение		Определение
			Русское	Международное	
Длина	L	метр	м	m	Метр равен длине пути, проходимого светом в вакууме за интервал времени $1/299\,792\,458$ с [XVII ГКМВ (1983 г.) Резолюция 1]*
Масса	M	килограмм	кг	kg	Килограмм равен массе междунар. прототипа килограмма[I ГКМВ (1889 г.) и III ГКМВ (1901 г.)]
Время	T	секунда	с	s	Секунда равна $9\,192\,631\,770$ периодам излучения, соответствующего переходу между двумя сверхтонкими уровнями основного состояния атома цезия-133 с [XIII ГКМВ (1967 г.) Резолюция 1]
Термди-намичес-кая температура	Θ	кельвина	К	K	Кельвин равен $1/273,16$ части термодинамической температуры тройной точки воды [XIII ГКМВ (1967 г.) Резолюция 4]**
Количество вещества	N	моль	моль	mol	См. таблицу П.1 [4]
Сила света	J	кандела	кд	kd	См. таблицу П.1 [4]
Сила электрического тока	I	ампер	A	A	См. таблицу П.1 [4]

*При этом определении метра скорость света в вакууме равна в точности $299\,792\,458$ м/с.

**Допускается применять также градус Цельсия $^{\circ}\text{C}$, по размеру равный кельвину.

Приложение П.8

Таблица П.8 Правила написания обозначений единиц

Правильно [ГОСТ 8.417 -2002]	Неправильно
100 кВт	100кВт
80 %	80%
20 °С	20°С
423,06 м	423,06м
5,758° или 5°45', 28'	5° ,758 или 5° 45', 28 '' ,
5°45'28,8"	5° 45'28'',8
(100,0±0,1) кг	100,0±0,1 кг
50 г±1 г	50±1 г
от 50 до 100 кг	от 50 кг до 100 кг
$v = 3,6 \text{ s/t}$, где v - скорость, км/ч; s – путь, м; t – время, с.	$v = 3,6 \text{ s/t км/ч}$, где s – путь в м; t – время в с.
$\text{Вт} \cdot \text{м}^{-2} \cdot \text{К}^{-1}$ $\frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$	$\text{Вт}/\text{м}^2 \cdot \text{К}$ $\frac{\text{Вт}}{\frac{\text{м}^2}{\text{К}}}$
Вт/(м²·К)	Вт/м²·К
А·м²; Па·с	Ам²; Пас
Вт/(м·К)	Вт/м·К
80 км/ч	80 км/час
80 километров в час	80 км в час

Учебное издание

Владимир Николаевич **Карев**
Александр Борисович **Голованчиков**
Сергей Михайлович **Леденев**
Виктор Николаевич **Кривко**
Александр Николаевич **Сидоров**
Андрей Владимирович **Рыбалкин**

ОБЪЕКТЫ СЕРВИСА НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ. ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЕ

Учебное пособие

Редактор *Л. И. Громова*

Темплан 2015 г. (учебники и учебные пособия). Поз. № 60.
Подписано в печать 21.12.2015 г. Формат 60×84 1/16. Бумага газетная.
Гарнитура Times. Печать офсетная. Усл. печ. л. 14,42. Уч.-изд. л. 13,26
Тираж 100 экз. Заказ .

Волгоградский государственный технический университет.
400005, г. Волгоград, пр. Ленина, 28, корп. 1.

Отпечатано в типографии ИУНЛ ВолгГТУ
400005, г. Волгоград, пр. Ленина, 28, корп. 7.