Библиотека СОК

Министерство образования и науки
Российской Федерации

Санкт-Петербургский государственный
архитектурно-строительный университет

Г. П. КОМИНА, А. О. ПРОШУТИНСКИЙ

ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ И ПРОЕКТИРОВАНИЕ ГАЗОПРОВОДОВ

Учебное пособие

Санкт-Петербург
2010

УДК 622.691.4(075.8)

Рецензенты: канд. техн. наук, доц. М. А. Кочергин, главный специалист отдела технического надзора Управления капитального строительства ОАО «Газпромрегионгаз»;

А. Г. Матвеев, зам. генерального директора Института «Ленгипроинжпроект».

Комина, Г. П., Прошутинский, А. О.

Гидравлический расчет и проектирование газопроводов: учебное пособие по дисциплине «Газоснабжение» для студентов специальности 270109 – теплогазоснабжение и вентиляция / Г. П. Комина, А. О. Прошутинский; СПбГАСУ. – СПб., 2010. – 148 с.

ISBN 978-5-9227-0179-2

Приведены основные возможные варианты конфигурации систем газоснабжения населенных пунктов и промышленных предприятий.

Представлены методы проектирования и гидравлического расчета, которые применяются при проектировании распределительных и внутренних систем газоснабжения.

Приведены современные расчетные формулы, номограммы и новые разработки в области расчета полиэтиленовых газопроводов. На конкретных примерах подробно рассматривается применение лекционного материала в практике расчета тупиковых, кольцевых и внутренних систем газоснабжения.

Пособие содержит необходимые справочные материалы, представленные в виде приложений: номограммы, таблицы для расчета стальных и полиэтиленовых газопроводов. В списке литературы даются основные нормативные документы по газоснабжению: ГОСТ, СНиП, Правила безопасности, которые студенты должны использовать в учебном процессе и при курсовом и дипломном проектировании.

Пособие предназначено для студентов всех форм обучения, обучающихся по специальности 270109 – теплогазоснабжение и вентиляция.

Рекомендовано Редакционно-издательским советом СПбГАСУ в качестве учебного пособия для выполнения курсового и дипломного проекта по дисциплине «Газоснабжение».

Табл. 49. Ил. 66. Библиогр.: 19 назв.

ISBN 978-5-9227-0179-2

© Г. П. Комина, А. О. Прошутинский, 2010
© Санкт-Петербургский государственный архитектурно-строительный университет, 2010

1. ПРОЕКТИРОВАНИЕ СИСТЕМ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДОВ И НАСЕЛЕННЫХ ПУНКТОВ

1.1. Выбор и обоснование системы газоснабжения населенного пункта

Для газоснабжения городов и населенных пунктов применяются одно-, двух-, трех- и многоступенчатые системы газоснабжения.

Городские системы газоснабжения присоединяются к магистральным газопроводам через ГРС (газорегуляторные станции). Связь между газопроводами различных давлений осуществляется через ГРП (газорегуляторные пункты).

Выбор схемы газоснабжения (количество ступеней давления) производится исходя из следующих соображений: чем больше давление газа в газопроводе, тем меньше его диаметр и стоимость, но зато усложняется прокладка сети: необходимо выдерживать большие расстояния до здания и сооружения, в силу чего не по всем улицам можно проложить сеть высокого давления. С увеличением количества ступеней давления в системе добавляются новые газопроводы и ГРП, но уменьшаются диаметры последующих ступеней давления. Классификация газопроводов по давлению приведена в табл. 1.

Таблица 1

Классификация газопроводов по давлению

Газопроводы		Вид транспортируемого газа	Рабочее давление в газопроводе, МПа
Высокого давления	I категории	Природный газ	С 0,6 до 1,2 включительно
		СУГ*	Свыше 0,6 до 1,6 включительно
	II категории	Природный и СУГ	Свыше 0,3 до 0,6 включительно
Среднего давления		То же	Свыше 0,005 до 0,3 включительно
Низкого давления		То же	До 0,005 включительно

* СУГ – сжиженный природный газ.

Давление газа во внутренних газопроводах и перед газоиспользующими установками должно соответствовать давлению, необходимому для устойчивой работы горелок этих установок, указанному в технических паспортах заводов-изготовителей, но не должно превышать значений, приведенных в табл. 1.

Давление газа во внутренних газопроводах и перед газоиспользующими установками, рекомендуемое СНиП [13], приведено в табл. 2.

Таблица 2

Давление газа во внутренних газопроводах и перед газоиспользующими установками

Потребители газа	Давление газа, МПа
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
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 02–89* не допускается) и складские	0,005
7. Жилые здания	0,003

При проектировании городских сетей должны выдерживаться следующие принципы: кольцевание основных магистралей, кольцевание транзитных внутригородских линий и питание их из нескольких точек. Для повышения надежности желательно иметь два или несколько колец. Распределительные сети должны быть многократно кольцевыми с питанием их из нескольких газорегуляторных пунктов и возможностью питания каждого участка с двух сторон. Только для небольших поселков можно применять тупиковые сети и питание из одной точки. Ответвления на кварталы, к отдельным группам зданий и дворовые сети прокладываются тупиковыми.

Выбор оптимального решения при проектировании систем газоснабжения надежнее всего производить на основе технико-экономического сравнения вариантов.

Для поселков и небольших городов с населением до 30–50 тыс. жителей могут использоваться одноступенчатые системы газоснабжения. Газ от ГРС поступает в сеть среднего или низкого давления и распределяется по территории города. Для города с населением 50–250 тыс. чел. рекомендуются двухступенчатые системы газоснабжения, в которых газ от ГРС по сети среднего или высокого давления подается к ГРП и крупным потребителям, а от ГРП по сети низкого давления распределяется по территории города. Давление в первой ступени при снабжении природным газом составляет обычно 0,3 МПа, но возможно и давление 0,6 МПа.

Трехступенчатую систему в городах можно применять при повышенных требованиях к надежности, при большой территории и неудобной планировке города, а также при наличии промышленных предприятий, требующих газ высокого давления.

Для городов с населением более 250 тыс. чел. рекомендуются трехступенчатые системы газоснабжения. Вокруг города прокладывается магистральный газопровод высокого давления, служащий для подачи газа в отдельные районы города и к крупным промышленным предприятиям. Газ из сетей первой ступени (p = 1,2 МПа или 0,6 МПа) давления через ГРП высокого давления подается в сеть второй ступени (p = 0,3 МПа), служащую для подачи газа к городским ГРП, мелким, средним промышленным и некоторым коммунальным предприятиям. Из ГРП газ по сети низкого давления распределяется по всей территории застройки.

Капитальные вложения в газовые сети можно значительно снизить, если проектировать их на более высокое давление. Основным резервом снижения стоимости городских газовых сетей является перевод наружных сетей с низкого давления (СНД) на среднее (ССД).

1.2. Модификации систем газоснабжения

По степени перевода на среднее или высокое давление различаются три модификации систем газоснабжения:

1) система с газорегуляторными пунктами (ГРП). В ней по сетям среднего (или высокого) давления транспортируют только основные потоки газа, а между бытовыми и мелкими коммунальными потребителями распределяют его по широко развитым СНД (рис. 1).

Газорегуляторные пункты имеют пропускную способность 1000–3000 м^3/ч, радиус действия до 1500 м. Располагают их в отдельно стоящих отапливаемых зданиях. Средний диаметр подводящих газопроводов составляет 100–150 мм. По СВД транспортируют газ промышленным потребителям и сетевым ГРП. Сеть многоразветвленная с кольцеванием основных линий. Эта система получила наибольшее распространение. Для таких систем разработано надежное газорегулирующее оборудование необходимой производительности, накоплен достаточный опыт проектирования и эксплуатации. Эксплуатация сравнительно небольшого числа регуляторных станций довольно проста. Опасность, возникающая при утечке газа на СНД, меньше, чем при утечке из сетей высокого и среднего давления. Система с ГРП подходит для районов старой застройки. Она надежна, удобна в эксплуатации, но менее экономична, чем система с КРП;

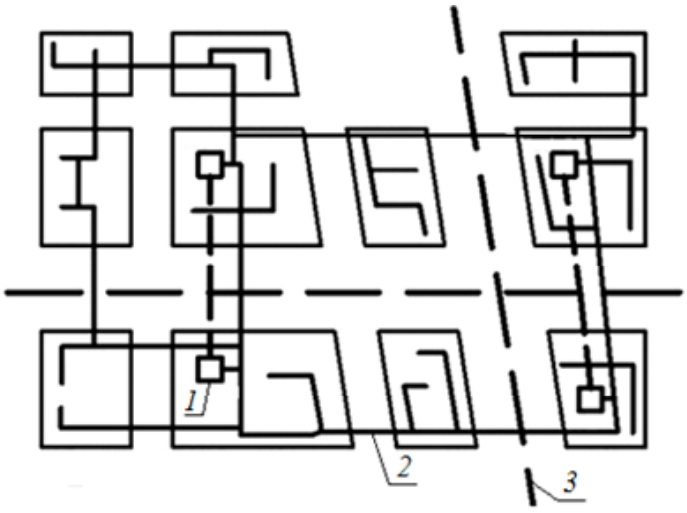


Рис. 1. Схема газораспределительной сети с ГРП:
1 – ГРП; *2* – газопровод низкого давления;
3 – газопровод среднего давления

2) система с квартальными регуляторными пунктами (КРП) (рис. 2). Здесь бóльшую часть наружных СНД переводят на среднее или высокое давление. КРП оборудуют регуляторами малой производительности, соответствующей потребности примерно одного квартала; устанавливают их в шкафах или киосках, поэтому КРП имеют значительно меньшую стоимость, чем ГРП. Наружные сети представляют собой малоразветвленные, преимущественно тупиковые газопроводы, соединяющие отдельные здания квартала с КРП.

Такая система является внутриквартальной, разветвленной, частично закольцованной по основным линиям, с незначительным числом пересечений проездов.

Газораспределительные пункты размещены в отапливаемых шкафах, расположенных на стене здания или вблизи него. Пропускная способность шкафного регуляторного пункта (ШРП) 100–500 м^3/ч, радиус действия до 500 м. Средний диаметр подводящих газопроводов 50–100 мм. По СВД газ передают промышленным потребителям и сетевым ШРП. Сеть значительно разветвлена, основные городские линии и межквартальные газопроводы закольцованы. Можно также использовать вариант, состоящий из двух ступеней: СВД и ССД.

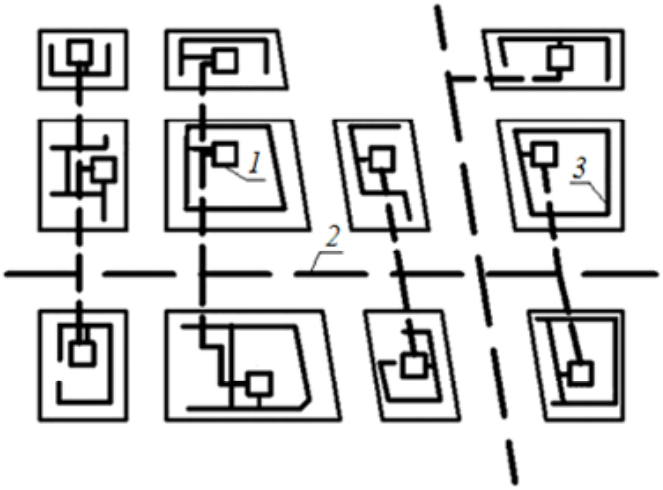


Рис. 2. Схема газораспределительной сети с КРП (ШРП):
1 – ШРП; *2* – газопровод низкого давления;
3 – газопровод среднего давления

Наиболее рациональной и экономичной является внутриквартальная прокладка распределительных газопроводов при минимальном пересечении межквартальных проездов, имеющих усовершенствованные покрытия и в значительной степени загруженных транспортом. Значительную часть внутриквартальной прокладки осуществляют надземным способом по зданиям. В южных районах страны надземная прокладка является преимущественной. При трассировке газопроводов внутри кварталов ШРП размещают в каждом квартале. Разработаны типовые отапливаемые шкафные установки. Системы с ШРП широко распространены;

3) система с домовыми регуляторными пунктами (ДРП). Наружную распределительную сеть бытовых и коммунальных потребителей в этой системе полностью проектируют на среднее давление. Современные системы рассматриваемого типа оборудуют комбинированными регуляторами давления. Шкафные регуляторные пункты с комбинированными регуляторами устанавливают на наружных стенах жилых домов и предприятий бытового обслуживания и от них подают газ во внутридомовые газопроводы.

Сеть этой системы имеет две ступени давления: по СВД газ передают промышленным потребителям и в центральный ГРП; по ССД газ распределяют между домовыми распределительными пунктами. При освоении комбинированных регуляторов давления такая система представляется перспективной.

1.3. Экономическая эффективность систем в зависимости от модификации

Рассмотрим конкретный пример определения экономичной схемы газораспределения [18]. Выбран условный поселок, состоящий из домов с разным уровнем потребления газа, и три схемы газораспределения, материал труб – полиэтилен:

1) с ГРП или шкафной установкой, общей для всего поселка, и сетями низкого давления (рис. 3);

2) со шкафными регуляторами на группу домов и сетями низкого и среднего давления (рис. 4);

3) с индивидуальными шкафными регуляторами и сетями среднего давления (рис. 5).

При одинаковом расходе газа, например 1000 $м^3$/ч, и протяженности газопроводов 3750 м в соответствии с гидравлическим расчетом мы видим существенную разницу между диаметрами газопроводов в каждой схеме.

Для сравнения вариантов примем схему 3 как наиболее экономичную, ее стоимость возьмем за единицу (100 %). Тогда стоимость систем по схемам 1 и 2 будет равна значениям, указанным в табл. 3. В результате проведения сравнительного анализа стоимости строительства по каждой из схем составлена табл. 3.

Таблица 3

Значения показателей по сравниваемым вариантам

Показатели, %	Схема 1	Схема 2	Схема 3
Стоимость материалов	146	137	100
Стоимость строительно-монтажных работ	235	179	100
Всего с НДС и затратами	141	115	100

Наиболее экономичной является схема 3 вследствие меньших затрат на материалы, строительно-монтажные работы. При использовании современных конструкций шкафных регуляторов, не требующих профилактических работ каждые полгода, экономия будет достигнута при эксплуатации. Небольшие диаметры разводящих газопроводов дают возможность применять длинномерные полиэтиленовые трубы, которые сокращают продолжительность монтажных работ и более надежны из-за минимального количества сварных соединений.

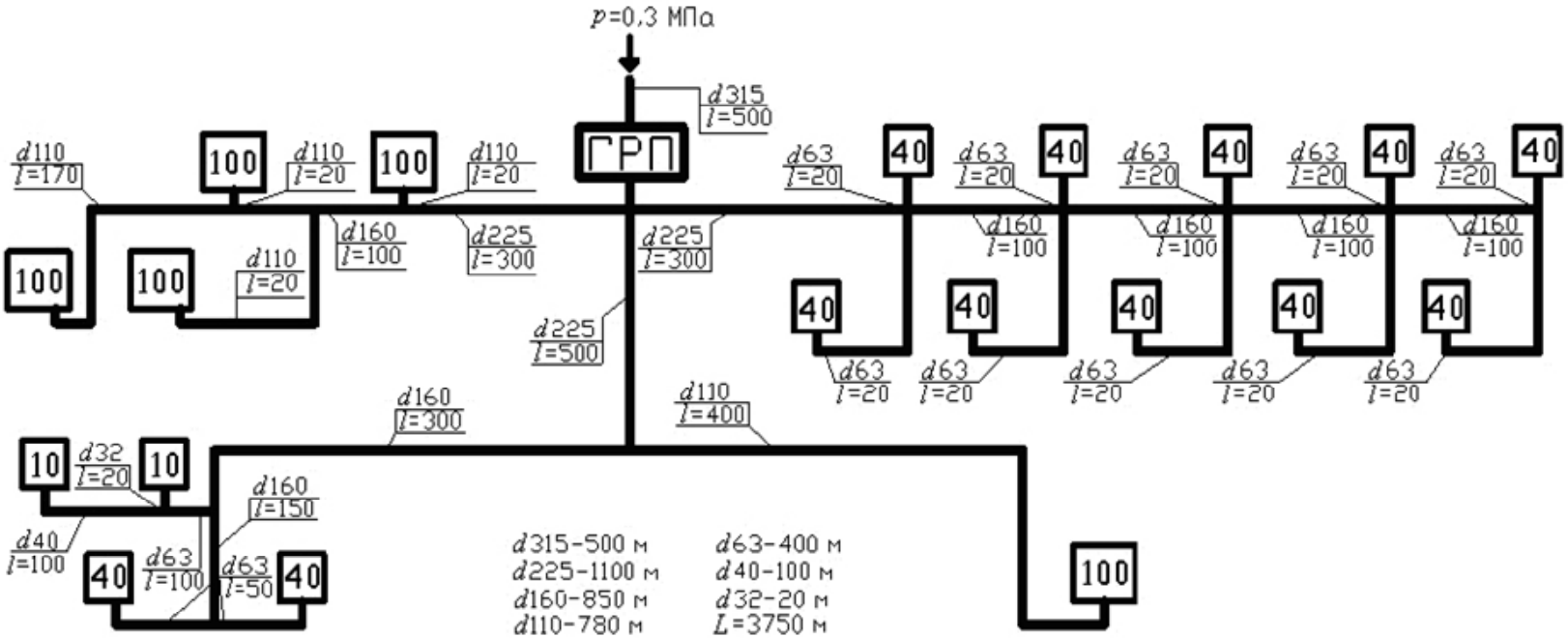


Рис. 3. Схема 1 с ГРП или шкафной установкой, общей для всего поселка, и сетями низкого давления

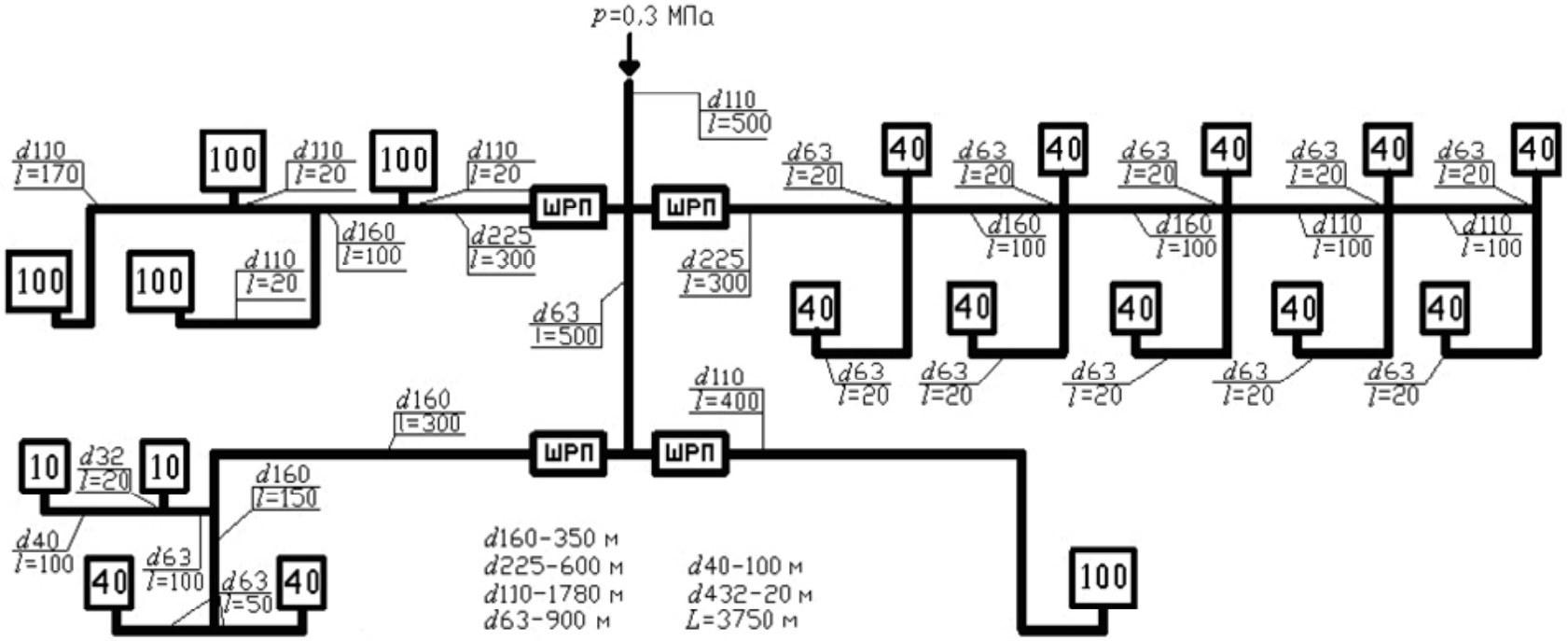


Рис. 4. Схема 2 со шкафными регуляторами на группу домов и сетями низкого и среднего давления

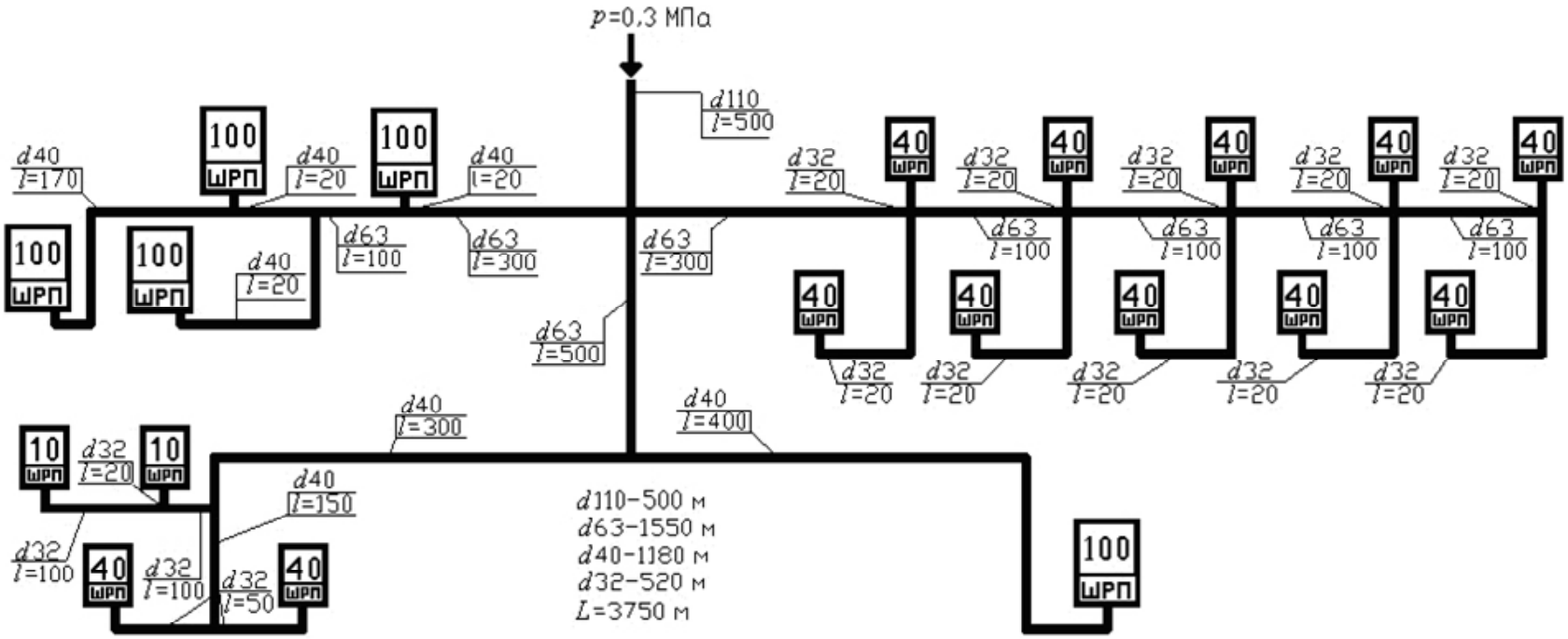


Рис. 5. Схема 3 с индивидуальными шкафными регуляторами и сетями среднего давления

1.4. Определение оптимального радиуса действия ГРП

При проектировании многоступенчатых систем газоснабжения возникает вопрос об экономически оптимальном радиусе действия газорегуляторных пунктов R. С увеличением числа ГРП уменьшается стоимость сети низкого давления, но повышается стоимость самих ГРП, а также сети среднего или высокого давления, которая питает регуляторные пункты. Следовательно, существует оптимальное значение R, при котором общие приведенные годовые затраты на систему будут минимальными.

При известном расчетном расходе газообразного топлива районом города определяется количество ГРП исходя из оптимального радиуса действия ($R_{\text{опт}}$ = 0,5–1,0 км) и оптимальной производительности ($V_{\text{опт}}$ = 1500–2000 м^3/ч) по формулам

$$n = \frac{V_{\text{р}}}{V_{\text{опт}}}, \tag{1}$$

$$n = \frac{F}{2R_{\text{опт}}^2}, \tag{2}$$

где n – количество ГРП, шт.; $V_{\text{р}}$ – расчетный расход газа районом города, м^3/ч; $R_{\text{опт}}$ – оптимальный радиус действия ГРП, м; $V_{\text{опт}}$ – оптимальная производительность ГРП, м^3/ч; F – газифицируемая площадь района города, м^2.

$$R_{\text{опт}} = 6{,}5\frac{P^{0{,}388}\cdot \Delta p^{0{,}081}}{\theta^{0{,}245}(m\cdot q)^{0{,}143}}. \tag{3}$$

Коэффициент плотности сети низкого давления

$$\theta = 0{,}0075 + 0{,}003\left(\frac{m}{100}\right), \tag{4}$$

где m – плотность населения, чел./га; P – стоимость одного ГРП, р.; Δp – расчетный перепад давления в сети н. д., Па; q – удельный часовой расход на 1 человека, м^3/(чел · ч).

Оптимальная нагрузка на один ГРП

$$Q_{\text{опт}} = \frac{mqR_{\text{опт}}^2}{5000}. \tag{5}$$

Обозначим через P, р., стоимость строительства одного ГРП, тогда капитальные вложения в газорегуляторные пункты

$$K = 0{,}5P\frac{F}{R^2}. \tag{6}$$

Эксплуатационные издержки I определяют как долю капитальных вложений:

$$I = (f' + f'')K, \tag{7}$$

где f' – доля амортизационных отчислений, включая расходы на капитальный ремонт, от капитальных затрат; f'' – доля расходов на обслуживание и текущий ремонт от капитальных вложений.

Приведенные годовые затраты Z, р./(год · м^2), на ГРП вычисляют по формуле

$$Z = A/R^2, \tag{8}$$

$$A = 0{,}5P(f' + f'' + 1/T), \tag{9}$$

где T – нормативный срок окупаемости.

1.5. Промышленные системы газоснабжения

Промышленные предприятия получают газ от городских газораспределительных сетей среднего и высокого давления. Основная масса промышленных предприятий работает на максимальном давлении газа до 0,6 МПа. Крупные промышленные предприятия могут быть подключены к магистральным газопроводам первой ступени с давлением до 1,2 МПа, если такое давление обусловлено технологическими процессами. Предприятия с малыми расходами газа (50–150 м^3/ч) можно присоединять также к сетям низкого давления.

Промышленные системы газоснабжения состоят из следующих элементов:

1) вводов газопроводов на территорию предприятия;
2) межцеховых газопроводов;
3) внутрицеховых газопроводов;
4) регуляторных пунктов (ГРП) и установок (ГРУ);
5) пунктов измерения расхода газа;
6) обвязочных газопроводов агрегатов, использующих газ.

Газ от городских распределительных сетей поступает в промышленные сети предприятия через ответвления и ввод. На вводе устанавливают главное отключающее устройство, которое следует размещать вне территории предприятия в доступном и удобном для обслуживания месте, максимально близко к распределительному газопроводу, но не ближе 2 м от линии застройки или стены здания. Для газоснабжения промышленных предприятий проектируют тупиковую разветвленную сеть с одним вводом. Только для крупных предприятий, не допускающих перерыва в газоснабжении, применяют кольцевые схемы сетей с одним или несколькими вводами.

Транспортирование газа от ввода к цехам осуществляется по межцеховым газопроводам, которые могут быть подземными и надземными. Выбор способа их укладки зависит от территориального расположения цехов, характера сооружений, по которым предполагается прокладка газопроводов, насыщенности проездов подземными сооружениями. Надземная прокладка межцеховых газопроводов имеет ряд преимуществ по сравнению с подземной: исключается подземная коррозия газопроводов; менее опасны утечки газа, так как вытекающий из трубопровода газ рассеивается в атмосфере; утечки легче обнаружить и устранить; проще эксплуатировать

и осуществлять наблюдение за состоянием газопроводов. При использовании в качестве опор для газопроводов существующих колонн, эстакад, стен и покрытий зданий надземная прокладка газопроводов экономичнее подземной. В конечных точках межцеховых газопроводов следует предусматривать продувочные газопроводы.

Некоторые схемы промышленных систем предусматривают проектирование центрального ГРП, который снижает и регулирует давление газа в межцеховых газопроводах. В этом случае в них устанавливают и пункты измерения расхода газа. В межцеховых газопроводах, как правило, поддерживают среднее давление и только у мелких потребителей – низкое. Высокое давление применяют там, где оно необходимо для газоиспользующих агрегатов. На вводе газопровода в цех снаружи или внутри здания устанавливают отключающее устройство.

Внутрицеховые газопроводы прокладывают по стенам и колоннам в виде тупиковых линий. Необходимость кольцевания внутрицеховых газопроводов может возникнуть лишь для особо важных промышленных цехов. На ответвлениях к агрегатам устанавливают главные отключающие устройства. Газопроводы промышленных предприятий и котельных оборудуют специальными продувочными трубопроводами с запорными устройствами. Отводы к продувочным трубопроводам предусматривают от последних участков внутрицеховых газопроводов и от каждого газопровода агрегата перед последним по ходу газа отключающим устройством.

Давление во внутрицеховых газопроводах определяется давлением газа перед горелками. При установке перед агрегатами регуляторов давления газа давление во внутрицеховых газопроводах может существенно превосходить необходимое давление перед горелками. Основное отличие принципиальных схем промышленных систем газоснабжения заключается в принятых давлениях газа в межцеховых газопроводах, газопроводах перед горелками агрегатов, а также в расположении газорегуляторных пунктов, установок и наличии регуляторов давления перед агрегатами.

При решении вопроса о выборе схемы следует учитывать давление газа в городских распределительных газопроводах в месте присоединения предприятия; необходимое давление газа перед газовыми горелками в отдельных цехах; территориальное расположение цехов, потребляющих газ; расход газа цехами и режим его потребления; удобство обслуживания и экономическую эффективность.

В зависимости от конкретных условий проектирования промышленных систем газоснабжения используют различные принципиальные схемы.

I. Одноступенчатые системы газоснабжения применяются:

1) при непосредственном присоединении предприятий к городским распределительным сетям низкого давления (рис. 6[*]);

[*] Для рис. 6–12 приняты следующие условные обозначения: Г1 – газопровод н. д.; Г2 – с. д.; Г3 – в. д. категории 2; Г4 – в. д. категории 1; УУРГ – узел учета расхода газа.

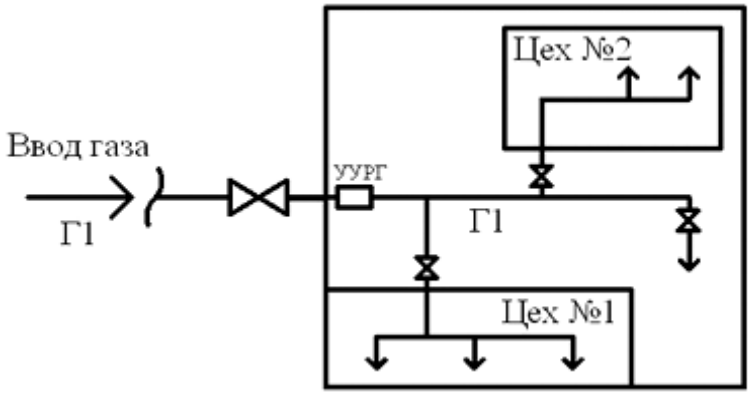


Рис. 6. Схема одноступенчатой системы газоснабжения
промышленного предприятия

2) при присоединении промышленных объектов к городским сетям среднего давления через центральный ГРП и с низким давлением в промышленных газопроводах (рис. 7);

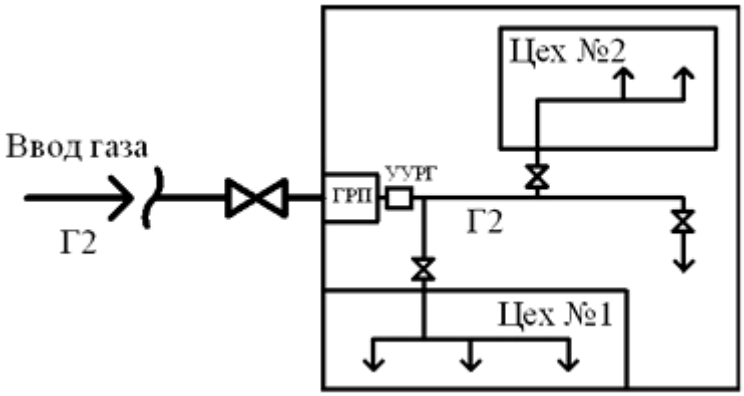


Рис. 7. Схема одноступенчатой системы газоснабжения
промышленного предприятия

3) при присоединении промышленных объектов к городским сетям среднего (высокого) давления через центральный ГРП и со средним давлением в промышленных газопроводах (рис. 8).

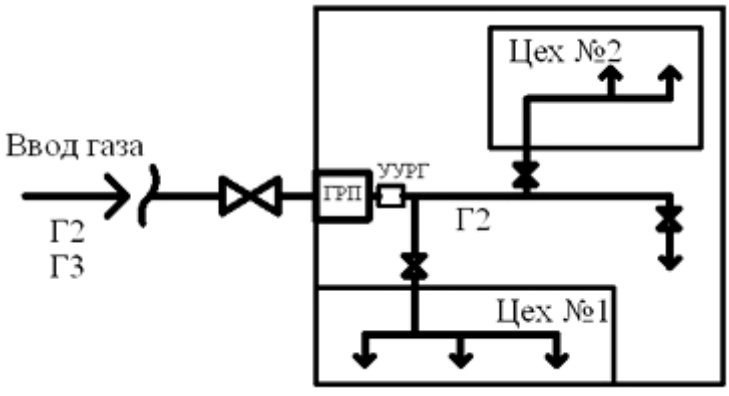


Рис. 8. Схема одноступенчатой системы газоснабжения
промышленного предприятия

II. Двухступенчатые системы используются:

1) при непосредственном присоединении промышленных объектов к городским сетям среднего давления цеховыми ГРУ и с низким давлением в цеховых газопроводах (рис. 9);

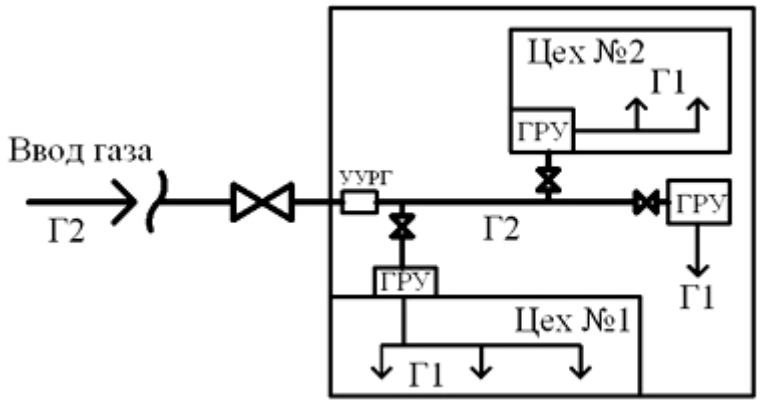


Рис. 9. Схема двухступенчатой системы газоснабжения промышленного предприятия

2) при непосредственном присоединении промышленных объектов к городским сетям среднего давления цеховыми ГРУ и со средним давлением в цеховых газопроводах (рис. 10);

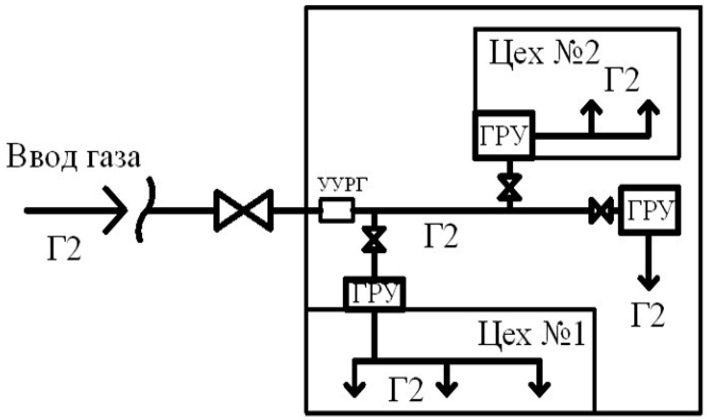


Рис. 10. Схема двухступенчатой системы газоснабжения промышленного предприятия

3) при присоединении к городским сетям через центральный ГРП с межцеховыми газопроводами среднего давления, цеховыми ГРУ и цеховыми газопроводами низкого давления (рис. 11);

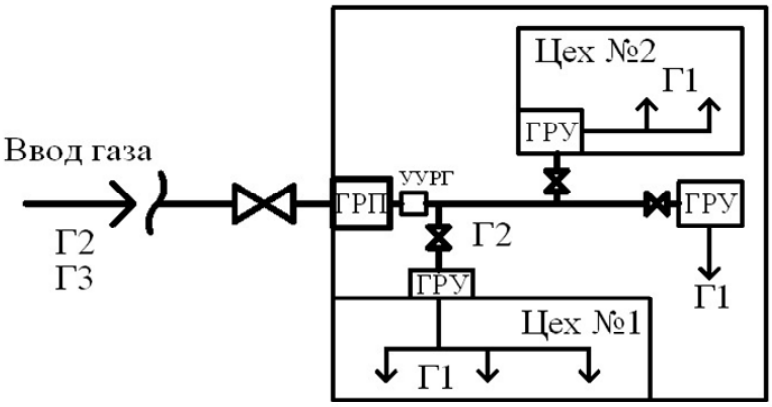


Рис. 11. Схема двухступенчатой системы газоснабжения промышленного предприятия

4) при присоединении к городским сетям через центральный ГРП с межцеховыми газопроводами среднего давления, цеховыми ГРУ и цеховыми газопроводами среднего давления (рис. 12).

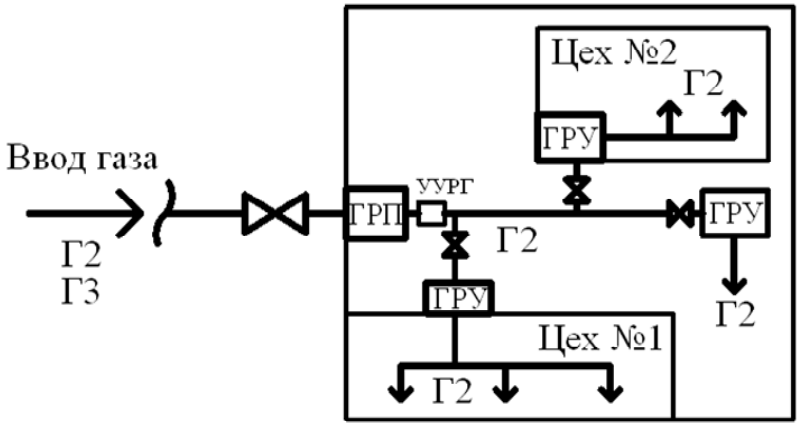


Рис. 12. Схема двухступенчатой системы газоснабжения промышленного предприятия

1.6. Классификация газопроводов, входящих в систему газоснабжения

Газопроводы классифицируют по давлению газа, назначению, месту прокладки, материалу труб. В зависимости от максимального давления газа городские газопроводы разделяют на группы (см. табл. 1).

Газопроводы низкого давления служат для транспортирования газа в жилые, общественные здания и предприятия бытового обслуживания. В газопроводах жилых зданий разрешается давление до 3 кПа; в газопроводах предприятий бытового обслуживания непроизводственного характера и общественных зданий – до 5 кПа.

Газопроводы среднего и высокого (II категории) давления служат для питания городских распределительных сетей низкого и среднего давления через ГРП. Они также подают газ через ГРП и местные ГРУ в газопроводы промышленных и коммунальных предприятий. По действующим нормам максимальное давление для промышленных предприятий, а также для расположенных в отдельно стоящих зданиях отопительных и производственных котельных, коммунальных и сельскохозяйствен-

ных предприятий допускается до 0,6 МПа. Для предприятий бытового обслуживания производственного характера, пристроенных к производственным зданиям, давление газа допускается до 0,3 МПа.

По числу ступеней давления, применяемых в газовых сетях, системы газоснабжения подразделяют:

1) на двухступенчатые, состоящие из сетей низкого и среднего или низкого и высокого (до 0,6 МПа) давления;

2) трехступенчатые, включающие газопроводы низкого, среднего и высокого (до 0,6 МПа) давления;

3) многоступенчатые, в которых газ подается по газопроводам низкого, среднего и высокого (до 0,6 и 1,2 МПа) давления.

Помимо основного обстоятельства – необходимости иерархии в построении схемы – совместное применение нескольких ступеней давления газа в городах объясняется следующими причинами:

1. В городе имеются потребители, которые требуют различных давлений. Так, в жилых и общественных зданиях, на предприятиях бытового обслуживания непроизводственного характера разрешается только низкое давление газа, а многим промышленным предприятиям необходимо среднее или высокое давление.

2. Необходимость в среднем или высоком давлении возникает также вследствие значительной протяженности городских газопроводов, несущих большие нагрузки.

3. В центральных районах городов со старой застройкой ширина улиц и проездов небольшая и прокладка газопроводов высокого давления может оказаться неосуществимой. Кроме того, при высокой плотности населения по условиям безопасности и удобства эксплуатации прокладка газопроводов высокого давления нежелательна.

4. Шкафные газорегуляторные пункты, располагаемые на стенах общественных зданий непроизводственного характера и стенах жилых зданий, разрешается присоединять к газопроводам с давлением до 0,3 МПа, т. е. к газопроводам среднего давления.

5. Наличие нескольких ступеней давления газа объясняется еще тем, что системы газоснабжения больших городов строили, расширяли и реконструировали в течение многих лет и газопроводы в центральной части города были запроектированы на меньшее давление, чем то, которое разрешается правилами безопасности в настоящее время.

Городские газопроводы можно разделить на следующие три группы:

1) распределительные газопроводы, по которым газ транспортируют по снабжаемой газом территории и подают его промышленным потребителям, коммунальным предприятиям и в районы жилых домов. Распределительные газопроводы бывают высокого, среднего и низкого давления, кольцевые и тупиковые, а их конфигурация зависит от характера планировки города;

2) абонентские ответвления, подающие газ от распределительных сетей к отдельным потребителям;

3) внутридомовые и внутрицеховые газопроводы, транспортирующие газ внутри здания и распределяющие его по отдельным газовым приборам и агрегатам.

Основные городские распределительные газопроводы высокого и среднего давления проектируют как единую сеть, подающую газ промышленным предприятиям, отопительным котельным, коммунальным потребителям и в сетевые ГРП. Проектирование единой сети экономически выгоднее, чем прокладка раздельной, что объ-

ясняется большей стоимостью прокладки параллельных газопроводов, чем одного газопровода, несущего ту же нагрузку. Кроме того, коммунальная и бытовая нагрузки являются относительно небольшими по сравнению с промышленной, и включение их в общий поток газа приводит лишь к небольшому увеличению стоимости сети.

На выбор системы газоснабжения города оказывает влияние ряд факторов, основные из которых – размеры города, особенности его планировки и застройки, плотность населения; число и характер промышленных потребителей и электростанций; наличие больших естественных или искусственных препятствий для прокладки газопроводов (рек, озер, железнодорожных узлов и пр.); перспективный план развития города. При проектировании системы газоснабжения разрабатывают ряд вариантов и проводят их технико-экономическое сравнение. Для строительства применяют самый выгодный вариант.

По месту прокладки газопроводы подразделяют на наружные и внутренние. Наружные газопроводы по способу прокладки делятся на подземные и надземные. На территории городов и населенных пунктов газопроводы прокладывают в грунте. При проектировании подземных газопроводов рекомендуется предусматривать полиэтиленовые трубы, за исключением случаев, когда по условиям прокладки, давлению и виду транспортируемого газа эти трубы применять нельзя. Прокладка надземного газопровода осуществляется при техническом обосновании, которое составляется проектной организацией исходя из сложившихся архитектурно-планировочных, грунтовых и других условий района строительства.

Прокладку распределительных газопроводов по улицам рекомендуется предусматривать на разделительных полосах, избегая по возможности прокладки газопроводов под усовершенствованными дорожными покрытиями.

Для газопроводов промышленных и коммунальных предприятий целесообразно предусматривать надземную прокладку по стенам и крышам зданий, по опорам и эстакадам. Допускается надземная прокладка внутриквартальных (дворовых) газопроводов на опорах и на стенах зданий.

Подземные газопроводы прокладывают по городским проездам. Рекомендуется предусматривать прокладку в технической зоне или в полосе зеленых насаждений. Газопроводы высокого давления следует прокладывать в районах с малой плотностью застройки и по проездам с малой насыщенностью другими подземными коммуникациями. Прокладка газопроводов по проездам с усовершенствованным дорожным покрытием, а также параллельно путям электрифицированных железных дорог на расстоянии менее 50 м не рекомендуется. Расстояния по горизонтали между подземными и другими сооружениями должны быть не менее величин, указанных в [1].

Выбор места прокладки (надземная или подземная) и материала труб для газопровода следует предусматривать с учетом пучинистости грунта и свойств газа.

Прокладку стальных газопроводов в непучинистых грунтах следует осуществлять на глубине не менее 0,8 м от поверхности земли до верха газопровода или футляра. В местах, где не предусматривается движение транспорта и сельскохозяйственных машин, глубина прокладки стальных газопроводов может быть уменьшена, но не менее 0,6 м для непучинистых грунтов. В пучинистых грунтах глубина заложения газопровода должна быть ниже глубины сезонного промерзания грунта.

Полиэтиленовые трубы, применяемые для строительства газопроводов, должны иметь коэффициент запаса прочности по ГОСТ Р 50838–95 не менее 2,5.

Не допускается прокладка газопроводов из полиэтиленовых труб:

1) на территории поселений при давлении свыше 0,3 МПа;

2) вне территории поселений при давлении свыше 0,6 МПа;

3) для транспортирования газов, содержащих ароматические и хлорированные углеводороды, а также жидкой фазы СУГ;

4) при температуре стенки газопровода в условиях эксплуатации ниже –15 °С.

При применении труб с коэффициентом запаса прочности не менее 2,8 разрешается прокладка полиэтиленовых газопроводов давлением свыше 0,3 до 0,6 МПа на территориях поселений с преимущественно одно-, двухэтажной и коттеджной жилой застройкой. На территории малых сельских поселений разрешается прокладка полиэтиленовых газопроводов давлением до 0,6 МПа с коэффициентом запаса прочности не менее 2,5. При этом глубина прокладки должна быть не менее 0,8 м до верха трубы. Для городов принимаются коэффициент запаса прочности C = 2,8 и глубина заложения не менее 1 м.

Коэффициент запаса прочности может быть определен по формуле

$$C = \frac{2MRS}{MOR(SDR-1)}, \tag{10}$$

где *MRS* – показатель минимальной длительной прочности полиэтилена, МПа; *MOR* – максимальное рабочее давление, МПа; *SDR* – стандартное размерное отношение наружного диаметра *d* к толщине *e* стенки трубы.

$$SDR = \frac{d}{e}. \tag{11}$$

При проектировании газопроводов для районов с пучинистыми, просадочными и набухающими грунтами руководствуются требованиями СНиП 42-01–2002.

Глубина прокладки газопроводов при одинаковой степени пучинистости, набухаемости или просадочности по трассе принимается до верха трубы:

1) в среднепучинистых, средненабухающих, сильнопучинистых и II типа просадочности – не менее 0,8 глубины промерзания, но не менее 0,9 м;

2) в чрезмернопучинистых и сильнонабухающих – не менее 0,9 глубины промерзания, но не менее 1,0 м.

Прокладка газопроводов в слабопучинистых, слабонабухающих и I типа просадочности грунтах должна предусматриваться в соответствии с требованиями [11].

Прокладка газопроводов в грунтах неодинаковой степени пучинистости, набухаемости или просадочности по трассе (резко меняющийся состав грунта, изменение уровня грунтовых вод, переход газопровода из проезжей части дороги в газон и др.), а также в насыпных грунтах принимается до верха трубы – не менее 0,9 глубины промерзания, но не менее 1,0 м.

Расстояния по горизонтали (в свету) от ближайших подземных инженерных сетей до зданий и сооружений следует принимать по табл. 4 [11].

Таблица 4

Расстояния по горизонтали от подземных инженерных сетей до зданий и сооружений

Инженерные сети	Расстояние, м, по горизонтали (в свету) от подземных сетей до								
	фундаментов зданий и сооружений	фундаментов ограждений предприятий, эстакад, опор контактной сети и связи, железных дорог	оси крайнего пути		бортового камня улицы, дороги (кромки проезжей части, укрепленной полосы обочины)	наружной бровки кювета или подошвы насыпи дороги	фундаментов опор воздушных линий электропередачи напряжением		
			железных дорог колеи 1520 мм, но не менее глубины траншей до подошвы насыпи и бровки выемки	железных дорог колеи 750 мм и трамвая			до 1 кВ наружного освещения, контактной сети трамваев и троллейбусов	свыше 1 до 35 кВ	свыше 35 до 110 кВ и выше
Газопроводы горючих газов давления, МПа (кгс/см^2):									
низкого до 0,005 (0,05)	2	1	3,8	2,8	1,5	1	1	5	10
среднего св. 0,005 (0,05) до 0,3 (3)	4	1	4,8	2,8	1,5	1	1	5	10
высокого:									
свыше 0,3 (3) до 0,6 (6)	7	1	7,8	3,8	2,5	1	1	5	10
свыше 0,6 (6) до 1,2 (12)	10	1	10,8	3,8	2,5	2	1	5	10

Расстояния по горизонтали (в свету) между соседними инженерными подземными сетями при их параллельном размещении следует принимать по табл. 5, а на вводах инженерных сетей в зданиях сельских поселений – не менее 0,5 м. При разнице в глубине заложения смежных трубопроводов свыше 0,4 м расстояния, указанные в табл. 5, следует увеличивать с учетом крутизны откосов траншей, но не менее глубины траншеи до подошвы насыпи и бровки выемки.

Указанные в табл. 4 и 5 расстояния допускается уменьшать при выполнении соответствующих технических мероприятий, обеспечивающих требования безопасности и надежности.

Расстояние от газопровода до наружных стенок колодцев и камер других подземных инженерных сетей следует принимать не менее 0,3 м (в свету) при условии соблюдения требований, предъявляемых к прокладке газопроводов в стесненных условиях на участках, где расстояние в свету от газопровода до колодцев и камер других подземных инженерных сетей менее нормативного расстояния для данной коммуникации.

По рекомендациям [11] допускается укладка двух и более, в том числе стальных и полиэтиленовых газопроводов в одной траншее на одном или разных уровнях (ступенями). В этих случаях, а также при прокладке проектируемого газопровода вдоль действующего газопровода высокого давления (свыше 0,6 МПа до 1,2 МПа), расстояние между газопроводами следует принимать исходя из условий возможности производства строительно-монтажных и ремонтных работ для стальных газопроводов диаметром до 300 мм – не менее 0,4 м, диаметром более 300 мм – не менее 0,5 м, и не менее 0,1 м для полиэтиленовых газопроводов. При параллельной прокладке газопроводов расстояние между ними следует принимать, как для газопровода большего диаметра.

При разнице в глубине заложений смежных газопроводов свыше 0,4 м указанные расстояния следует увеличивать с учетом крутизны откосов траншей, но принимать не менее разницы заложения газопроводов.

При пересечении газопроводом различных подземных инженерных сетей расстояние между ними по вертикали в свету должно быть не менее 0,2 м, при пересечении электрических сетей – в соответствии с указаниями правил устройства электроустановок (ПУЭ).

Арматуру, устанавливаемую на газопроводах, следует располагать не ближе 2 м от края пересекаемых коммуникаций и сооружений.

При пересечении газопроводами каналов теплосети, коллекторов, тоннелей их прокладывают в футлярах, выходящих на 2 м с каждой стороны от наружных стенок пересекаемых сооружений; при этом должен быть обязательный контроль всех сварных стыков в пределах пересечения и по 5 м в стороны от наружных стенок неразрушающими методами. На одном конце футляра должна быть контрольная трубка. Газопроводы, транспортирующие влажный газ, укладывают ниже зоны сезонного промерзания грунта с уклоном $\geq 0{,}002$ ‰ (промилле) и установкой конденсатосборников в низших точках.

Надземную прокладку стальных газопроводов производят по наружным несгораемым покрытиям зданий, отдельно стоящим колоннам и эстакадам. По стенам газифицируемых жилых и общественных зданий допустима прокладка газопровода с давлением не более 0,3 МПа (исключая транзитную прокладку). Газопроводы высокого давления до 0,6 МПа можно прокладывать только по глухим стенам или над окнами верхних этажей производственных зданий. Газопроводы, проложенные по стенам

Таблица 5

Расстояния по горизонтали между соседними инженерными подземными сетями при их параллельном размещении

Инженерные сети	Расстояние, м, по горизонтали (в свету) до												
	водопровода	канализации бытовой	дренажа и дождевой канализации	газопроводов давления, МПа (кгс/см^2)				кабелей силовых всех напряжений	кабелей связи	тепловых сетей		каналов, тоннелей	наружных пневмо-мусоропроводов
				низкого до 0,005 (0,05)	среднего свыше 0,005 (0,05) до 0,3 (3)	высокого				наружная стенка канала, тоннеля	оболочка бесканальной прокладки		
						свыше 0,3 (3) до 0,6 (6)	свыше 0,6 (6) до 1,2 (12)						
Газопроводы давления, МПа:													
низкого до 0,005	1	1	1	0,5	0,5	0,5	0,5	1	1	2	1	2	1
среднего свыше 0,005 до 0,3	1	1,5	1,5	0,5	0,5	0,5	0,5	1	1	2	1	2	1,5
высокого:													
свыше 0,3 до 0,6	1,5	2	2	0,5	0,5	0,5	0,5	1	1	2	1,5	2	2
свыше 0,6 до 1,2	2	5	5	0,5	0,5	0,5	0,5	2	1	4	2	4	2

здания, не должны нарушать архитектуру его фасада. Высоту прокладки принимают такой, чтобы газопроводы были доступны для осмотра и ремонта и чтобы была исключена возможность их повреждения. Минимальные расстояния от газопроводов, проложенных на опорах, до соседних зданий и сооружений изменяются от 1 до 40 м в зависимости от типа сооружения и давления газа.

При пересечении надземных газопроводов с воздушными линиями электропередачи они должны проходить ниже линий электропередачи. На газопроводе должны быть предусмотрены ограждения для защиты от падения на него электропровода. Расстояние между газопроводом и линиями электропередачи, а также размеры ограждения принимают по правилам устройства электроустановок. Возможна прокладка газопроводов на опорах и эстакадах совместно с трубопроводами другого назначения при условии обеспечения свободного осмотра и ремонта каждого из трубопроводов. Расстояния между газопроводом и трубопроводами при их совместной прокладке и пересечении принимают от 100 до 300 мм в зависимости от диаметра. Совместная прокладка газопроводов с электролиниями должна соответствовать ПУЭ.

Надземные газопроводы следует проектировать с учетом компенсации температурных удлинений по фактически возможным температурным условиям. Если продольные деформации нельзя компенсировать за счет изгибов газопровода, предусмотренных схемой (за счет самокомпенсации), то следует устанавливать линзовые или П-образные компенсаторы. Сальниковые компенсаторы на газопроводах устанавливать нельзя.

Надземные газопроводы в зависимости от давления следует прокладывать на опорах из негорючих материалов или по конструкциям зданий и сооружений в соответствии с табл. 6.

Таблица 6

Размещение надземных газопроводов

Размещение надземных газопроводов	Давление газа в газопроводе, МПа, не более
1. На отдельно стоящих опорах, колоннах и эстакадах	1,2 – для природного газа 1,6 – для СУГ
2. Котельные, производственные здания с помещениями категорий В, Г и Д и здания ГНС (ГНП)*, общественные и бытовые здания производственного назначения, а также встроенные, пристроенные и крышные котельные к ним:	
а) по стенам и кровлям зданий:	
I и II степеней огнестойкости класса пожарной опасности С0 (по СНиП 21-01–97*);	1,2**
II степени огнестойкости класса С1 и III степени огнестойкости класса С0;	0,6**
б) по стенам зданий:	
III степени огнестойкости класса С1, IV степени огнестойкости класса С0;	0,3**
IV степени огнестойкости классов С1 и С2	0,005**
3. Жилые, административные, общественные и бытовые здания, а также встроенные, пристроенные и крышные котельные к ним:	
а) по стенам зданий всех степеней огнестойкости;	0,005
б) в случаях размещения ШРП на наружных стенах зданий (только до ШРП)	0,3

*Давление газа в газопроводе, прокладываемом по конструкциям зданий, не должно превышать величин, указанных в табл. 6 для соответствующих потребителей.

** ГНС – газонаполнительная станция, ГНП – газонаполнительный пункт.

Величину пролета между опорами стальных газопроводов, транспортирующих осушенный газ, определяют из условий прочности многопролетной балочной системы с учетом нагрузки от собственного веса, веса транспортируемого газа, снега или обледенения трубы, а также от воздействия внутреннего давления, ветрового давления, температуры и др.

Расстояния надземных газопроводов относительно зданий и сооружений приведены в табл. 7.

Таблица 7

Минимальные расстояния по горизонтали в свету от надземных газопроводов, проложенных на опорах, до зданий и сооружений

Здания и сооружения	Расстояния, м, при давлении МПа		
	До 0,3	Более 0,3 до 0,6	Более 0,6 до 1,2
Производственные и складские здания с производствами, относящимися по пожарной, взрывной и взрывопожарной опасности к категориям А, Б, В и Е	5	5	10
То же, к категориям Г и Д	2	2	5
Открытые склады легковоспламеняющихся и горючих жидкостей и склады горючих материалов, расположенные на территории промышленных предприятий	10	10	20
То же, вне территории	20	40	40
Жилые и общественные здания	2	5	–
Железнодорожные и трамвайные пути (до ближайшего рельса)	3	3	3
Подземные коммуникации: водопровод, канализация, трубы теплофикации, телефонная канализация, электрические кабельные блоки (от края фундамента опоры газопровода)	1	1	1
Ограда открытой электроподстанции	10	10	10
Провода воздушных линий электропередачи	Не менее высоты опоры линий электропередачи		
То же, в стесненных условиях	Не менее указанных в табл. 8 при условии защитного заземления газопровода		
Дороги (от бордюрного камня, внешней бровки кювета или подошвы насыпи дороги)	1,5	1,5	1,5
Сооружения с открытыми источниками огня и места выпуска расплавленного металла	10	10	10

Примечания:

1. Если высота опоры превышает высоту линии электропередачи, расстояния между газопроводами и линией электропередачи следует принимать не менее высоты опоры газопровода.

2. Расстояния до зданий не исключают возможности прокладки газопроводов по стенам и покрытиям этих зданий.

Таблица 8

Минимальные расстояния по вертикали от подземных газопроводов до воздушных линий электропередачи при пересечении в свету

Напряжение ЛЭП, кВ	Расстояние, м
До 1	1
20	3
35–100	4
150	4,5
220	5
330	6
500	6,5

Примечания:

1. Расстояния от проводов воздушной линии электропередачи до газопровода и его выступающих конструкций принимаются: по горизонтали – при наибольшем отклонении проводов, по вертикали – при наибольшей стреле провеса.

2. При определении минимальных вертикальных и горизонтальных расстояний между воздушными линиями электропередачи и газопроводом защитные ограждения, установленные над ним (в виде решеток, галерей, площадок), рассматриваются как части газопровода.

1.7. Трубы

Трубы, применяемые для систем газоснабжения в настоящее время, изготавливаются из следующих материалов: стали, полиэтилена, меди.

Для подземных газопроводов следует применять полиэтиленовые и стальные трубы, для наземных и надземных газопроводов – стальные трубы. Для внутренних газопроводов низкого давления разрешается применять стальные и медные трубы.

Для наружных газопроводов и внутренних среднего и высокого давления используются бесшовные стальные трубы, а для внутренних газопроводов низкого давления могут использоваться шовные водогазопроводные трубы. Стальные бесшовные, сварные (прямошовные и спиральношовные) трубы и соединительные детали для газораспределительных систем должны быть изготовлены из стали, содержащей не более 0,25 % углерода, 0,056 % серы и 0,046 % фосфора.

Перспективным направлением является применение металлопластиковых труб второго поколения типа PE-RT/AL/PE-RT в системах внутреннего газоснабжения. Материал PE-RT – это металлокатализированный полиэтилен, устойчивый к высокой температуре и старению. Металлопластиковая труба – это цельная, сваренная ультразвуком «внахлест» алюминиевая труба, защищенная изнутри и снаружи полиэтиленовыми слоями. Все слои соединяются между собой специальным клеем.

Основными преимуществами сварных металлопластиковых труб являются:

долговечность, надежность в эксплуатации. Срок службы не менее 50 лет. Срок службы труб PE-RT при температуре 60 °С и рабочем давлении 14,1 бар составляет 100 лет;

абсолютная кислородонепроницаемость;

малое линейное расширение;

экологичность, стойкость к коррозии;

малый вес;

удобство монтажа (универсальность и простота инструмента);

высокая ремонтопригодность (без применения сложного и тяжелого оборудования);

высокая шумопоглощающая способность;

теплопроводность, меньшая в 175 раз, чем у стальных, и в 1300 раз, чем у медных труб;

эстетичность, антистатичность (не проводят блуждающие токи);

отсутствие конденсаций влаги;

совместимость с любыми фитингами.

Главным преимуществом труб являются повышенная термостойкость (до 125 °С) и возможность соединять их как с помощью традиционных латунных фитингов, так и сваркой дешевыми пластиковыми фитингами, которые в 5–10 раз дешевле, чем латунные.

Применение металлопластиковых труб PE-RT/AL/PE-RT даст существенный экономический эффект. Кроме удешевления самой системы, экономический эффект усиливается за счет быстрого монтажа металлопластиковых труб, минимальных затрат на транспортировку и хранение (в сравнении со стальными) и полного отсутствия затрат на обслуживание газопроводов металлопластиковых труб в течение всего срока их службы (более 100 лет).

1.7.1. Выбор стальных труб для систем газоснабжения

Стальные трубы для систем газоснабжения давлением до 1,6 МПа в зависимости от расчетной температуры наружного воздуха района строительства и местоположения газопровода относительно поверхности земли следует принимать:

по табл. 9 – для наружных надземных газопроводов, прокладываемых в районах с расчетной температурой наружного воздуха не ниже –40 °С, а также подземных и внутренних газопроводов, которые не охлаждаются до температуры ниже –40 °С;

по табл. 10 – для надземных газопроводов, прокладываемых в районах с расчетной температурой наружного воздуха ниже –40 °С и подземных газопроводов, которые могут охлаждаться до температуры ниже –40 °С.

Для систем газоснабжения следует принимать трубы, изготовленные, как правило, из углеродистой стали обыкновенного качества по ГОСТ 380–94 и качественной стали по ГОСТ 1050–88.

Для газопроводов жидкой фазы СУГ следует применять, как правило, бесшовные трубы.

Допускается использовать для этих газопроводов электросварные трубы. При этом трубы диаметром до 50 мм должны пройти 100%-ный контроль сварного шва неразрушающими методами, а трубы диаметром 50 мм и более также и испытание сварного шва на растяжение.

Трубы по ГОСТ 3262–75 допускается применять для строительства наружных и внутренних газопроводов низкого давления. Трубы по ГОСТ 3262–75 с условным диаметром до 32 мм включительно допускается применять для строительства импульсных газопроводов давлением до 1,2 МПа включительно. При этом гнутые участки импульсных газопроводов должны иметь радиус изгиба не менее двух наружных диаметров, а температура стенки трубы в период эксплуатации не должна быть ниже 0 °С.

Таблица 9

Стальные трубы для строительства наружных надземных газопроводов, прокладываемых в районах с расчетной температурой наружного воздуха не ниже –40 °С, а также подземных и внутренних газопроводов, которые не охлаждаются до температуры ниже –40 °С

Стандарт или технические условия на трубы	Марка стали, стандарт на сталь	Наружный диаметр трубы, мм
1. Электросварные прямошовные по ГОСТ 10705–80* (группа В) и ГОСТ 10704–91	ВСт2сп, ВСт3сп не менее 2-й категории по ГОСТ 380–94; 10, 15, 20 – по ГОСТ 1050–88	10–530
2. Электросварные по ТУ 14-3-943–80	ВСт3сп не менее 2-й категории по ГОСТ 380–94; 10 – по ГОСТ 1050–88	219–530
3. Электросварные для магистральных газонефтепроводов (прямошовные и спиральношовные) по ГОСТ 20295–85	ВСт3сп не менее 2-й категории (К38) по ГОСТ 380–94; 10 (К34), 15 (К38), 20 (К42) – по ГОСТ 1050–88	По ГОСТ 20295–85
4. Электросварные прямошовные по ГОСТ 10706–76* (группа В) и ГОСТ 10704–91	ВСт2сп, ВСт3сп не менее 2-й категории по ГОСТ 380–94	630–1220
5. Электросварные со спиральным швом по ГОСТ 8696–74* (группа В)	ВСт2сп, ВСт3сп не менее 2-й категории по ГОСТ 380–94	159–1220
6. Бесшовные горячедеформированные по ГОСТ 8731–87 (группа В и Г) и ГОСТ 8732–78*	10, 20 – по ГОСТ 1050–88	45–325
7. Бесшовные холодно- и теплодеформированные по ГОСТ 8733–87 (группа В и Г) и ГОСТ 8734–75*	10, 20 – по ГОСТ 1050–88	10–45
8. Электросварные спиральношовные по ТУ 14-3-808–78	по ТУ 14-3-808–78	530–820, 1020, 1220
9. Бесшовные горячедеформированные по ТУ 14-3-190–82 (только для тепловых электростанций)	10, 20 – по ГОСТ 1050–88	57–426

Примечания:

1. Трубы по пп. 6 и 7 следует применять, как правило, для газопроводов жидкой фазы СУГ.
2. Трубы электросварные спиральношовные применяют на прямых участках газопроводов.
3. Для тепловых электростанций трубы из стали 20 следует применять в районах с расчетной температурой до –30 °С.

Трубы со спиральным швом по ТУ 102-39–84 с противокоррозионным покрытием по ТУ 102-176–85 допускается применять только для подземных межпоселковых газопроводов природного газа с давлением до 1,2 МПа в районах с расчетной температурой наружного воздуха до –40 °С включительно.

Трубы по ГОСТ 8731–87, изготовляемые из слитка, нельзя применять без проведения 100 %-ного контроля металла труб неразрушающими методами.

При заказе труб по ГОСТ 8731–87 следует указывать, что трубы по этому стандарту, изготовляемые из слитка, нельзя поставлять без 100%-ного контроля неразрушающими методами.

Таблица 10

Стальные трубы для строительства надземных газопроводов, прокладываемых в районах с расчетной температурой наружного воздуха ниже –40 °С, и подземных газопроводов, которые могут охлаждаться до температуры ниже –40 °С

Стандарт или технические условия на трубы	Марка стали, стандарт на сталь	Наружный диаметр трубы, мм
1. Бесшовные холодно- и теплодеформированные по ГОСТ 8733–87 (группа В и Г) и ГОСТ 8734–75	10, 20 по ГОСТ 1050–88	10–103
2. Бесшовные горячедеформированные по ГОСТ 8731–87 (группа В и Г) и ГОСТ 8732–78*	10, 20 по ГОСТ 1050–88, 09Г2С категории 6 по ГОСТ 19281–89, 10ГС по ГОСТ 4543–71*	45–108, 127–325
3. Бесшовные горячедеформированные по ТУ 14-3-1128–82	09Г2С категории 6–8 по ГОСТ 19281–89	57–426
4. Электросварные прямошовные по ТУ 14-3-1138–82	17Г1С-У по ТУ 14-3-1138–82	1020, 1220
5. Электросварные для магистральных газонефтепроводов (прямошовные и спиралевидные) по ГОСТ 20295–85	17Г1С (К52), 17ГС (К52); 14ХГС (К50) категории 6–8 по ГОСТ 19282–73	По ГОСТ 20295–85
6. Электросварные прямошовные по ГОСТ 10705–80* (группа В) и по ГОСТ 10704–91	ВСт3сп не менее 2-й категории по ГОСТ 380–94; 10, 15, 20 – по ГОСТ 1050–88	10–108

* Трубы по п. 6 для газопроводов давлением свыше 0,6 МПа (6 кгс/см^2) нельзя применять. Трубы, изготовляемые из стали 20, следует применять как исключение.

1.7.2. Медные трубы для систем газоснабжения

Для внутренних газопроводов рекомендуется применять тянутые или холоднокатаные медные трубы по ГОСТ 617–90 круглого сечения в твердом состоянии или в твердом повышенной прочности, нормальной или повышенной точности изготовления с толщиной стенки не менее 1 мм. Материал труб – медь марок М1, М1р, М2, М2р по ГОСТ 859–2001. Медные трубы используются только для подводки газа к приборам внутри здания. 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 617–90).

Труба ДКРНТ 22×1,5×3000 М2 К ГОСТ 617–90.

То есть 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 617–90. Содержание Cu или Cu + Ag в материале труб и деталей не менее 99,9 %, включения фосфора – не более 0,04 %.

Соединение медных труб между собой осуществляется капиллярной пайкой твердым припоем через медные соединительные детали. В качестве припоев следует применять медно-фосфорные припои: ПМФС6-0,150–80–89, ТУ 48-3650-10–80–89; ПМФОЦр6-4-0,030–80–89, ТУ 48-21-663. Медно-фосфорные припои имеют высокую

жидкотекучесть и сравнительно низкую температуру плавления (680–850 °С), обеспечивают высокую прочность паяного соединения. Припои ПМФС6-0,150–80–89, ТУ 48-3650-10–80–89; ПМФОЦр6-4-0,030–80–89, ТУ 48-21-663–89 обладают самофлюсующими свойствами, и пайку этими припоями рекомендуется выполнять без применения флюсов.

Для крепления газопровода предусматривают медные (латунные) опоры. При применении стальных опор между газопроводом и опорой необходимо устанавливать резиновую прокладку. Расстояние от соединительной детали до опоры составляет не менее 50 мм. Для присоединения запорной арматуры и измерительных приборов к медному газопроводу следует предусматривать латунные переходные детали. Непосредственное присоединение медных труб к стальным, латунным, бронзовым деталям трубопроводной арматуры и измерительных приборов не рекомендуется.

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

1.7.3. Полиэтиленовые трубы для систем газоснабжения

Полиэтиленовые трубы применяют только при подземной прокладке. Различаются они по значению минимальной длительной прочности MRS. В системах газоснабжения применяют полиэтилен марки ПЭ80 (MRS = 8,0 МПа) и ПЭ100 (MRS = = 10,0 МПа) по ГОСТ Р 50838–95. Трубы из полиэтилена для газопроводов. Технические условия.

В соответствии с СП 42-101–2003 стальные трубы используют во всех остальных случаях.

При применении труб с коэффициентом запаса прочности не менее 2,8 разрешается прокладка полиэтиленовых газопроводов давлением свыше 0,3 до 0,6 МПа на территориях поселений с преимущественно одно-, двухэтажной и коттеджной жилой застройкой. На территории малых сельских поселений разрешается прокладка полиэтиленовых газопроводов давлением до 0,6 МПа с коэффициентом запаса прочности не менее 2,5. При этом глубина прокладки должна быть не менее 0,8 м до верха трубы.

Основными преимуществами полиэтиленовых газовых труб по сравнению со стальными являются:

1) высокая коррозионная устойчивость, обеспечивающая значительную долговечность трубопроводных систем и сокращение затрат на капитальные ремонты систем;

2) низкая шероховатость поверхности и незначительное гидравлическое сопротивление;

3) устойчивость к зарастанию;

4) высокое электрическое сопротивление, позволяющее прокладывать трубопроводы в зоне действия сильных электрополей без устройства катодной защиты и усиленной изоляции труб;

5) низкая звукопроводность;

6) эластичность труб. Деформация гибких труб может достигать существенных значений. Противодействие грунта ведет к более равномерному распределению нагрузки. В результате этого эффективная нагрузка на трубу и ее деформация уменьшаются;

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

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

9) простота монтажа, незначительные трудозатраты на заготовительные работы;

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

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

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

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

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

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

Основной задачей при расчете любого трубопровода является достоверное определение потерь давления по длине на трение и в местных гидравлических сопротивлениях. Проблема учета особенностей течения газа в полиэтиленовых трубах при определении потерь давления по длине достаточно подробно изучена и представлена в литературе, чего нельзя сказать о потерях в местных сопротивлениях.

В разных источниках значения коэффициентов местных сопротивлений (КМС) для полиэтиленовых фитингов различаются, отсутствует систематизация данных в этой области.

Величина потерь давления на местные сопротивления в распределительных газопроводах принимается в размере 10 % от потерь на трение независимо от материала труб. Есть основания полагать, что величина вклада местных сопротивлений в полиэтиленовых трубах меньше 10 %, так как сами КМС полиэтиленовых труб имеют меньшие значения, чем стальных. В результате общие потери давления будут снижены и соответственно будут подобраны меньшие диаметры труб.

2. ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ ГАЗОПРОВОДОВ

В основе гидравлического расчета газопроводной сети лежит определение оптимальных диаметров газопроводов, обеспечивающих пропуск необходимых количеств газа при допустимых перепадах давления. Расчет ведется исходя из максимально возможных расходов газа в часы максимального газопотребления. При этом учитываются часовые расходы газа на нужды производственных (промышленных и сельскохозяйственных), коммунально-бытовых потребителей, а также на индивидуально-бытовые нужды населения (отопление, горячее водоснабжение). Как правило, при гидравлическом расчете газопроводов среднего и высокого давления расчетные расходы газа потребителями принимаются в качестве сосредоточенных нагрузок, для сетей низкого давления учитывается также и равномерно распределенная нагрузка. Отличительной особенностью систем газоснабжения среднего давления с установкой газорегуляторных пунктов у каждого потребителя или небольшой группы потребителей населенного пункта является применимость к ним принципа расчета сетей с равномерно распределенными нагрузками.

При движении газа по трубопроводам происходит постепенное снижение первоначального давления за счет преодоления сил трения и местных сопротивлений:

$$\Delta p = \Delta p_{\text{тр}} + \Delta p_{\text{м.с}}. \tag{12}$$

Средняя скорость движения газа в трубе

$$\omega = V / F, \tag{13}$$

где V – объемный расход газа, м^3/с; F – площадь поперечного сечения трубы, м^3.

В зависимости от скорости потока, диаметра трубы и вязкости газа течение его может быть ламинарным, т. е. упорядоченным в виде движущихся один относительно другого слоев, и турбулентным, когда в потоке газа возникают завихрения и слои перемешиваются между собой. Режим движения газа характеризуется величиной критерия Рейнольдса

$$\text{Re} = \omega \cdot D / \nu, \tag{14}$$

где ω – скорость потока, м/с; D – диаметр трубопровода, м; ν – кинематическая вязкость, м^2/с.

Интервал перехода ламинарного движения в турбулентное называется критическим и характеризуется Re = 2000–4000. При Re < 2000 течение ламинарное, а при Re > 4000 – турбулентное.

Практически в распределительных газопроводах преобладает турбулентное движение газа. Лишь в газопроводах малого диаметра, например во внутридомовых, при небольших расходах газ течет ламинарно. Течение газа по подземным газопроводам считают изотермическим процессом, так как температура грунта вокруг газопровода за короткое время протекания газа изменяется мало.

Различают гидравлический расчет сетей низкого давления и среднего (высокого) давления.

При гидравлическом расчете газопроводов среднего и высокого давлений, в которых перепады давления значительны, изменение плотности и скорости движения

газа необходимо учитывать, поэтому потери давления на преодоление сил трения в таких газопроводах определяются по формуле

$$P_{\text{н}}^2 - P_{\text{к}}^2 = \frac{P_0}{81\pi}\lambda\frac{V^2}{d^5}\rho_0 l = 1{,}2687\cdot 10^{-4}\cdot\lambda\frac{V^2}{d^5}\rho_0 l, \qquad (15)$$

где $P_{\text{н}}$ и $P_{\text{к}}$ – абсолютные давления газа в начале и в конце газопровода, МПа; l – длина газопровода, м; V – расход газа, м^3/ч, при нормальных условиях; ρ_0 – плотность газа при нормальных условиях, кг/м^3; P_0 = 0,101325 МПа; d – внутренний диаметр газопровода, см.

Для сетей низкого давления потери

$$P_{\text{н}} - P_{\text{к}} = \frac{10^6}{162\pi^2}\lambda\frac{V^2}{d^5}\rho_0 l = 626{,}1\cdot\lambda\frac{V^2}{d^5}\rho_0 l, \qquad (16)$$

где $P_{\text{н}}$ – давление в начале газопровода, Па; $P_{\text{к}}$ – давление в конце газопровода, Па.

При выполнении гидравлического расчета газопроводов расчетный внутренний диаметр газопровода можно предварительно определять по формуле

$$d_{\text{р}} = \sqrt[n]{\frac{AB\rho_0 Q_0^m}{\Delta P_{\text{уд}}}},$$

где $d_{\text{р}}$ – расчетный внутренний диаметр, см; A – коэффициент, зависящий от категории сети. Для сети низкого давления $A = 10^6/(162\pi^2) = 626$, для сети среднего и высокого давления $A = \frac{P_0}{P_m 162\pi^2}$, откуда P_0 = 0,101325 МПа; P_m – усредненное абсолютное давление газа в сети, МПа; B, n, m – коэффициенты, зависящие от материала газопровода. Для стальных труб B = 0,022, m = 2, n = 5, для полиэтиленовых – B = 0,0446, m = 1,75, n = 4,75; Q_0 – расчетный расход газа, м^3/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

$$\Delta P_{\text{уд}} = \frac{\Delta P_{\text{доп}}}{1{,}1L};$$

$\Delta P_{\text{доп}}$ – допустимые потери давления (Па – для сетей низкого давления, МПа – для сетей среднего и высокого давления); L – расстояние до самой удаленной точки, м.

Внутренний диаметр газопровода принимается из стандартного ряда внутренних диаметров трубопроводов: ближайший больший – для стальных газопроводов и ближайший меньший – для полиэтиленовых.

Коэффициент гидравлического трения λ определяется в зависимости от режима движения газа по газопроводу, характеризуемого числом Рейнольдса,

$$\text{Re} = \frac{V}{9\pi d\nu} = 0{,}0354\frac{V}{d\nu}, \qquad (17)$$

где ν – коэффициент кинематической вязкости газа, м^2/с, при нормальных условиях; d – внутренний диаметр трубопровода, см; V – расход газа, м^3/ч, при нормальных условиях.

А также в зависимости от гидравлической гладкости внутренней стенки газопровода, определяемой по условию

$$\mathrm{Re}\left(\frac{n}{d}\right) < 23, \tag{18}$$

где 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, для медных труб – 0,001 см.

В зависимости от значения Re коэффициент гидравлического трения λ:

для ламинарного режима движения газа при Re ≤ 2000

$$\lambda = \frac{64}{\mathrm{Re}}; \tag{19}$$

для критического режима движения газа при Re = 2000–4000

$$\lambda = 0{,}0025 \cdot \mathrm{Re}^{0{,}333}. \tag{20}$$

При Re > 4000 в зависимости от выполнения условия (18):

для гидравлически гладкой стенки (неравенство (18) справедливо):

при 4000 < Re < 100 000

$$\lambda = \frac{0{,}3164}{\mathrm{Re}^{0{,}25}}; \tag{21}$$

при Re > 100 000

$$\lambda = \frac{1}{(1{,}82\ \lg \mathrm{Re} - 1{,}64)^2}, \tag{22}$$

для шероховатых стенок (неравенство (18) несправедливо) при Re > 4000

$$\lambda = 0{,}11\left(\frac{n}{d} + \frac{68}{\mathrm{Re}}\right)^{0{,}25}. \tag{23}$$

Таким образом, при проведении гидравлических расчетов газораспределительной сети учитывается материал газопровода, а также процесс старения трубы, который выражается в увеличении шероховатости и зарастании стальных труб и неизменности шероховатости в процессе эксплуатации и ползучести полиэтиленовых труб. Ползучесть полиэтиленовой трубы выражается в увеличении внутреннего диаметра на 5 % в процессе эксплуатации под воздействием внутреннего давления в результате уменьшения толщины стенки трубы.

Особая специфика полиэтиленовых труб заключается еще и в том, что они могут изготавливаться из полиэтилена различной плотности: средней – ПЭ 80, высокой – ПЭ 63 (в настоящее время в системах газораспределения не применяется), а также на основе бимодального сополимера – ПЭ 100. Известно, что внутренний слой стенки полиэтиленовой трубы насыщается газом и степень насыщения зависит от давления газа и плотности стенки. Насыщение газом приводит к изменению шероховатости стенки, вследствие чего изменяется гидравлическое сопротивление трубы. Ползучесть также влияет на изменение шероховатости стенки трубы в процессе эксплуатации. В совокупности все эти факторы определяют пропускную способность полиэтиленовых труб.

При расчете газопроводов низкого давления, прокладываемых в условиях резко выраженного переменного рельефа местности, надо учитывать гидростатический напор, Па,

$$\Delta p_{\text{г}} = \pm 9{,}81 \cdot h(\rho_{\text{в}} - \rho_{\text{г}}), \tag{24}$$

где h – разность геометрических отметок газопровода, м; $\rho_{\text{в}}$ и $\rho_{\text{г}}$ – плотности воздуха и газа, кг/м^3; знак «+» – при течении газа по направлению снизу вверх (при $\rho_{\text{г}} < \rho_{\text{в}}$), а знак «–» – при движении газа сверху вниз (при $\rho_{\text{г}} < \rho_{\text{в}}$). Для случаев, когда $\rho_{\text{г}} > \rho_{\text{в}}$ (тяжелые газы), знаки меняются на обратные.

Потери давления в местных сопротивлениях вызываются изменениями величин и направлений скоростей движения газа в местах переходов газопровода с одного диаметра на другой, в запорной арматуре, отводах, тройниках и т. д. По формуле Вейсбаха потери давления в местных сопротивлениях, Па,

$$\Delta p_{\text{м.с}} = \zeta \frac{\rho_{\text{г}} \omega^2}{2}, \tag{25}$$

где ζ – безразмерный коэффициент местного сопротивления.

Для ряда последовательно расположенных местных сопротивлений на газопроводе одного диаметра сумма их

$$\Sigma \Delta p_{\text{м.с}} = (\zeta_1 + \zeta_2 + \cdots + \zeta_n) \frac{\rho_{\text{г}} \omega^2}{2}, \tag{26}$$

где $\zeta_1, \zeta_2, ..., \zeta_n$ – коэффициенты различных местных сопротивлений.

Средние значения коэффициентов некоторых видов местных сопротивлений приведены в табл. 11 по данным [1].

Часто потери давления в местных сопротивлениях выражают через некоторую эквивалентную длину прямого участка трубы $l_{\text{экв}}$, на которой линейные потери давления на трение равнозначны потерям на данном местном сопротивлении,

$$l_{\text{экв}} = \frac{\zeta D}{\lambda}, \tag{27}$$

где D – внутренний диаметр газопровода, м; $l_{\text{экв}}$ – эквивалентная длина, м, прямолинейного участка трубы данного диаметра, на котором потери давления на трение равны потерям в местном сопротивлении при $\zeta = 1$.

Таблица 11

Значения КМС для стальных труб

Местное сопротивление	Значение ζ
Внезапное сужение в пределах перехода на следующий диаметр	0,35
Внезапное расширение в пределах перехода на следующий диаметр	0,3
Тройник на проход	1,0
Тройник на ответвление 90°	1,5
Отвод гнутый 90°	0,3
Задвижка	0,5
Шаровой кран	0,1
Компенсатор линзовый	1,6

Суммарные сопротивления газопровода в данном случае можно вычислить как линейные потери давления на трение, но не на действительной длине участка, а на некоторой расчетной или приведенной длине

$$l_{\text{расч}} = l + l_{\text{экв}}\Sigma\zeta. \qquad (28)$$

Учет местных сопротивлений необходим при расчете газопроводов небольшой протяженности в сложной конфигурации, например во внутридомовых и внутрицеховых газопроводах. Потери в местных сопротивлениях распределительных газопроводов большой протяженности во много раз меньше потерь давления на трение, и их обычно принимают равными 5–10 % от последних.

Значения КМС в некоторых полиэтиленовых фитингах по немецким данным приведены в табл. 12.

При расчете внутренних газопроводов низкого давления для жилых домов допускается определять потери давления газа на местные сопротивления как процентную надбавку:

1) стояки – 20 % линейных потерь;
2) разводка по кухне:

при длине разводки 1–2 м – 450 % линейных потерь; 3–4 м – 300 % ; 5–7 м – 120 % ; 8–12 м – 50 %.

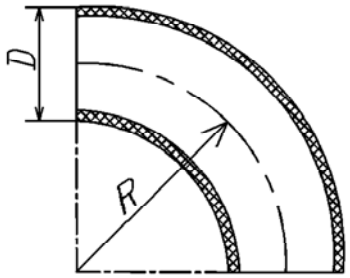
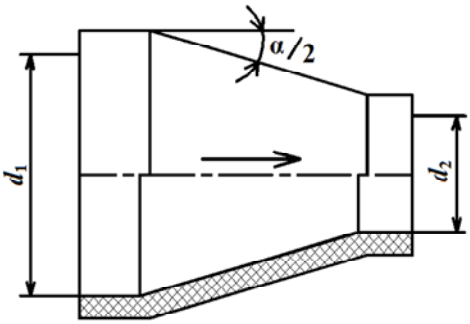
По требованиям ПБ [14] ввод газопровода в жилое здание предусматривается непосредственно в помещение, где установлены газоиспользующие приборы.

К этим потерям надо добавить потери в счетчике при максимальном расходе и потери в приборе (от штуцера до горелки).

Потери в счетчике зависят от расхода газа и типа счетчика, принимаются по паспортным характеристикам. По экспериментальным данным, потери в водонагревателе составляют 100 Па, в плите – 60 Па.

Таблица 12

Значения КМС полиэтиленовых фитингов

<table>
<tr><th>Вид сопротивления</th><th colspan="3">Значение</th><th>Схема</th></tr>
<tr><td>Отвод 90°
$R = 1{,}0D$
$R = 1{,}5D$
$R = 2{,}0D$
$R = 4{,}0D$</td><td colspan="3">0,51
0,41
0,34
0,23</td><td rowspan="2">
</td></tr>
<tr><td>Отвод 45°
$R = 1{,}0D$
$R = 1{,}5D$
$R = 2{,}0D$
$R = 4{,}0D$</td><td colspan="3">0,34
0,27
0,20
0,15</td></tr>
<tr><td rowspan="2">Переход</td><td colspan="3">При</td><td rowspan="7">
</td></tr>
<tr><td>α = 4°</td><td>α = 8°</td><td>α = 20°</td></tr>
<tr><td>$d_2/d_1 = 1{,}2$
$d_2/d_1 = 1{,}4$
$d_2/d_1 = 1{,}6$
$d_2/d_1 = 1{,}8$
$d_2/d_1 = 2{,}0$</td><td>0,046
0,067
0,076
0,031
0,034</td><td>0,023
0,033
0,038
0,041
0,042</td><td>0,010
0,013
0,015
0,016
0,017</td></tr>
</table>

Для облегчения расчетов на основании формул разработаны таблицы и номограммы. По ним с достаточной для практических целей точностью определяют: необходимый диаметр газопровода по заданному расходу и потерям давления или по заданным диаметру и потерям – пропускную способность газопровода; по заданным диаметру и расходу – потери давления; по известным местным сопротивлениям – эквивалентные длины. Каждая таблица и номограмма составлена для газа с определенной плотностью и вязкостью с учетом давления газа (низкое, среднее и высокое) (прил. 6–9).

Расчетные потери давления газа в распределительных газопроводах низкого давления следует принимать в соответствии с требованиями СП 42-101–2003 не более:

1) для уличных и внутриквартальных газопроводов – 120 даПа;

2) для внутренних и подводящих газопроводов – 60 даПа.

В процессе эксплуатации происходит увеличение шероховатости стальных труб вследствие коррозии (за 10 лет на 1 мм), сопротивление возрастает, это необходимо учитывать при выборе диаметра газопровода. Также при выборе диаметра нужно учитывать возможность реконструкции изношенного стального газопровода путем протяжки полиэтиленовой трубы.

При проектировании подземных газопроводов рекомендуется предусматривать полиэтиленовые трубы, за исключением случаев, когда по условиям прокладки, давлению и виду транспортируемого газа эти трубы применить нельзя. При замене стального газопровода на полиэтиленовый пропускная способность увеличивается пропорционально шероховатости, т. е. на 10–15 %.

Для проведения более точных расчетов недостаточно пользоваться лишь значениями, приведенными в табл. 11, необходимо определять значения ζ для каждого конкретного фитинга, в зависимости от его геометрических параметров и характера течения газа. Формулы и таблицы для расчета основных местных сопротивлений приведены далее.

Коэффициент местного сопротивления отвода (рис. 13) рассчитывается по формуле

$$\zeta = \zeta_{\text{м}} + \zeta_{\text{тр}} = \zeta_{\text{м}} + 0{,}0175\,\delta\lambda\frac{R_0}{D_0}\ ; \tag{29}$$

$$\zeta_{\text{м}} = A_1 B_1 C_1, \tag{30}$$

где A_1 – коэффициент, учитывающий влияние угла изогнутости отвода δ:

при $\delta = 90°$ $A_1 = 1{,}0$;

при $\delta < 70°$ $A_1 = 0{,}9\sin\delta$;

при $\delta > 70°$ $A_1 = 0{,}7 + 0{,}35\frac{\delta}{90}$;

B_1 – коэффициент, учитывающий влияние относительного радиуса $\frac{R_0}{D_0}$ закругления отвода:

при $\frac{R_0}{D_0} < 1$ $B_1 = \frac{0{,}21}{\left(R_0/D_0\right)^{0{,}25}}$;

при $\frac{R_0}{D_0} \geq 1$ $B_1 = \frac{0{,}21}{\sqrt{R_0/D_0}}$;

C_1 – коэффициент, учитывающий влияние относительной вытянутости поперечного сечения отвода. Для круглого сечения $C_1 = 1$.

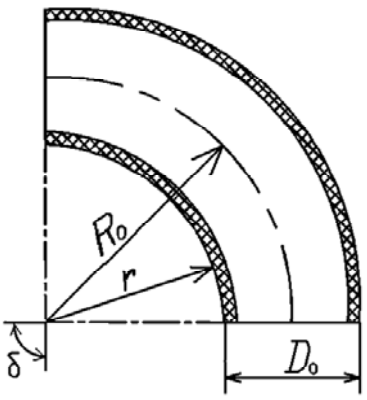


Рис. 13. Схема отвода

Коэффициент местного сопротивления тройника (рис. 14):
1) при проходе

$$\zeta_{\text{пр}} = \frac{\zeta_{\text{с.п}}}{\left(1 - Q_{\text{б}}/Q_{\text{с}}\right)}, \tag{31}$$

где $\zeta_{\text{с.п}} = f\left(Q_{\text{п}}/Q_{\text{с}}\right)$ определяется по графику (рис. 15);

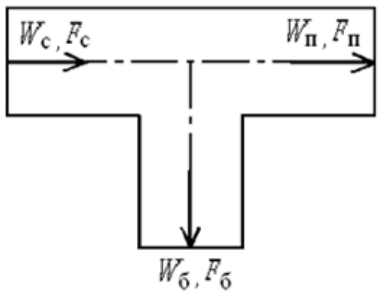


Рис. 14. Схема тройника

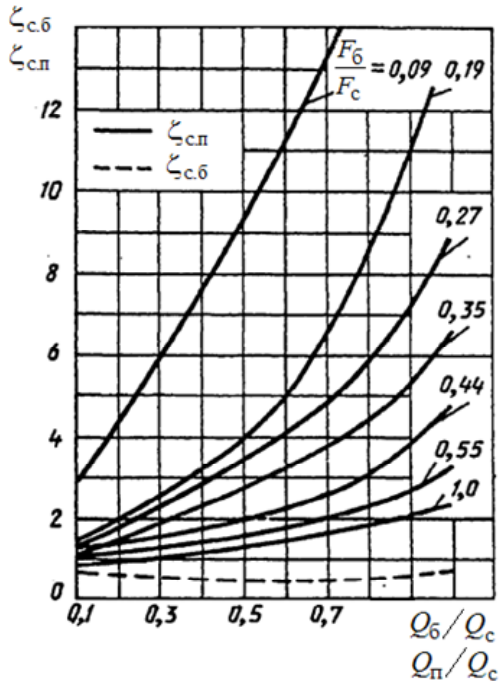


Рис. 15. График определения $\zeta_{\text{с.п}}$ и $\zeta_{\text{с.б}}$

2) при боковом ответвлении

$$\zeta_{\text{б}} = \frac{\zeta_{\text{с.б}}}{\left(Q_{\text{б}}/Q_{\text{с}} \cdot F_{\text{с}}/F_{\text{б}}\right)}, \tag{32}$$

где $\zeta_{\text{с.б}} = f\left(Q_{\text{б}}/Q_{\text{с}}\right)$ определяется по графику на рис. 15.

Коэффициент местного сопротивления конфузора (рис. 16)

$$\zeta = k_c \zeta_{суж} + \zeta_{тр}, \tag{33}$$

где

$$\zeta_{тр} = \frac{\lambda}{8 \sin \frac{\alpha}{2}} \left[1 - \left(\frac{F_0}{F_1} \right)^2 \right]; \tag{34}$$

$$\zeta_{суу} = \left(\frac{1}{\varepsilon n_1} - 1 \right)^2. \tag{35}$$

Здесь

$$\varepsilon = 0{,}57 + \frac{0{,}043}{1{,}1 - n}; \tag{36}$$

$$n = \frac{F_0}{F_1}. \tag{37}$$

Коэффициент k_c принимается в зависимости от угла раскрытия конфузора по табл. 13.

Таблица 13

Значения коэффициента k_c

α, град	10	20	30	40	60	80	100	140
k_c	0,4	0,25	0,2	0,18	0,20	0,30	0,40	0,60

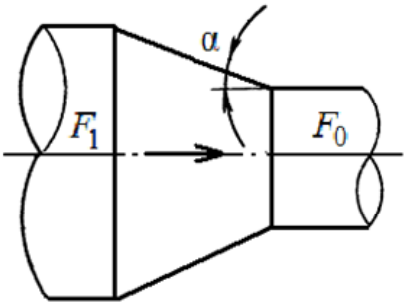


Рис. 16. Схема конфузора

Коэффициент местного сопротивления диффузора (рис. 17)

$$\zeta = \zeta_{расш} + \zeta_{тр}, \tag{38}$$

где

$$\zeta_{расш} = \varphi_{расш} \left(1 - \frac{F_0}{F_1} \right)^2. \tag{39}$$

$$\zeta_{расш} = 32 k_д \operatorname{tg}^{1,25}(\alpha / 2) \tag{40}$$

при $k_д = 1,\ 0 < \alpha < 40^\circ$.

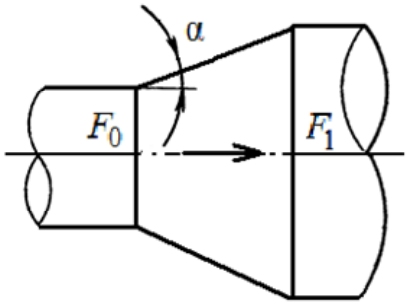


Рис. 17. Схема диффузора

В целях уточнения потерь на местные сопротивления на укороченных участках труб, где возможно скопление накладных муфт, можно воспользоваться указанными далее зависимостями, аналогично – для скопления стыковых сварных соединений.

Сопротивление, вызванное сварными соединениями в полиэтиленовых трубах, рассчитывается по формуле

$$\zeta = n_{\text{ст}}\left(\frac{\lambda l_{\text{ст}}}{D_0} + \zeta_{\text{ст}}\right), \tag{41}$$

где $n_{\text{ст}}$ – количество стыков на расчетном участке; $l_{\text{ст}}$ – расстояние между стыками; $\zeta_{\text{ст}}$ – КМС одного соединения (встык или с помощью муфты).

Для соединения встык при $1{,}8 \cdot 10^5 \le \text{Re} \le 5 \cdot 10^5$

$$\zeta_{\text{ст}} = \frac{0{,}0046}{D_0^{1{,}75}}. \tag{42}$$

Для муфтового соединения при $1{,}8 \cdot 10^5 \le \text{Re} \le 6 \cdot 10^5$

$$\zeta_{\text{ст}} = 0{,}045 - 0{,}156 \cdot D_0. \tag{43}$$

Численные значения $\zeta_{\text{ст}}$ для различных типов соединений представлены в табл. 14.

Таблица 14

Значения КМС стыковых и муфтовых соединений полиэтиленовых труб

Тип соединения	D_0, м						
	0,05	0,075	0,10	0,15	0,20	0,25	0,30
	Величина $\zeta_{\text{ст}}$						
Сварка встык	0,411	0,224	0,146	0,079	0,051	0,037	0,028
Муфтовая сварка	0,044	0,033	0,029	0,022	0,014	0,006	0,002

2.1. Расчет тупиковых газопроводов

Особенностью расчета тупикового газопровода, питаемого из одной точки, с подключенными сосредоточенными потребителями газа является то, что определе-

ние диаметров участков газопровода ведут по суммарным расходам газа на участках и допускаемой потере давления. Отбор сосредоточенных расходов газа имеет место в распределительных газопроводах среднего или высокого давления, а также во внутренних газопроводах жилых и производственных зданий. Потребители, подключаемые к распределительным газопроводам низкого давления, за исключением отдельных сосредоточенных разбирают газ из сети неравномерно, и закономерность разбора установить трудно. Для упрощения задачи допускают, что бытовыми и коммунально-бытовыми потребителями газ по пути его следования в трубе расходуется равномерно (расход газа, отбираемый на участке газопровода, называется путевым расходом на данном участке). Однако чаще всего по участку проходят и те количества газа, которые предназначены для других участков. Для данного же участка этот расход газа будет считаться транзитным.

Рассмотрим схему расходов газа по участкам (рис. 18). Очевидно, что на участке *3–4* имеется только путевой расход; на участке *2–3* расход складывается из собственного путевого расхода $А_2$ и транзитного расхода $Б_2$, на участке *1–2*, кроме собственного путевого расхода $А_1$, имеется транзитный расход $Б_1 = А_2 + Б_2$, предназначенный для двух последующих участков. Естественно, что диаметры труб первых участков должны быть больше диаметров труб последующих участков. Если взять изолированно участок *2–3* из этой сети и определить расчетный расход газа $V_р$ в промежуточной точке *x*, то этот расход будет складываться из транзитного расхода $V_т$ и какой-то части путевого расхода $V_п$, т. е.

$$V_р = V_т + kV_п, \tag{44}$$

где коэффициент *k* учитывает долю путевого расхода газа в данной точке и зависит от $\frac{V_т}{V_п}$.

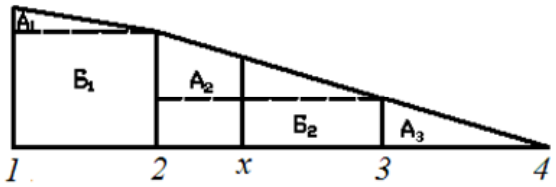


Рис. 18. Схема расходов газа по участкам

Для газовых сетей населенных пунктов обычно транзитный расход газа во много раз больше путевого, поэтому для осреднения расчетных расходов газа на участках пользуются соотношением

$$V_р = V_т + 0{,}5V_п. \tag{45}$$

Для дальнейших расчетов введено понятие «удельные расходы газа». Удельный расход по длине есть отношение общего расчетного часового расхода газа к суммарной длине газовой сети:

$$V_{уд.l} = V_{р.ч} / \Sigma l_i. \tag{46}$$

В больших городах с различным характером застройки и неодинаковой плотностью населения удельные расходы вычисляются отдельно для каждого района.

Удельный расход газа, отнесенный к единице площади застройки,

$$V_{\text{уд.}f} = V_{\text{р.ч}} / F, \tag{47}$$

где $V_{\text{р.ч}}$ – расчетный часовой расход газа, м^3/ч; F – площадь застройки, га.

Как отмечалось ранее, диаметры газопроводов определяются по расходу газа и допустимым потерям давления. Выбор расчетных перепадов давления в сетях низкого давления принимается исходя из допустимых колебаний тепловых нагрузок бытовых газовых приборов. При снабжении потребителей природным газом с низшей теплотой сгорания 33–42 МДж/м^3 давление газа перед бытовыми газовыми приборами принимают 120 или 200 даПа. Исходя из этого при давлении газа на выходе из ГРП, равном 300 даПа, суммарный перепад давления в газовых сетях рекомендуется принимать равным 180 даПа, в том числе в уличных газопроводах 120, в подводящих и домовых – 60 даПа. Таким образом, при расчетах уличных распределительных газовых сетей следует ориентироваться на перепад давления в 120 даПа.

В сложных схемах газоснабжения расчетные расходы газа на участках сети определяются с помощью условных узловых расходов, равных (в точке пересечения участков) полусумме путевых расходов участков, примыкающих к узлу:

$$V_{\text{уз}} = \Sigma V_{\text{г}} / 2. \tag{48}$$

Таким приемом равномерно распределенный расход газа на участках сети, примыкающих к узловой точке, как бы собирается в эту точку и превращается в условный сосредоточенный расход. Когда вся равномерно распределенная нагрузка сети будет заменена сосредоточенными узловыми расходами, расчетные расходы газа на участках сети определяются из так называемого условия равновесия узлов – равенства количеств газа, притекающих к узлу и отходящих от него, с учетом расхода газа в самом узле (рис. 19). Баланс расходов газа в узле может быть представлен выражением

$$V_{\text{р1}} = V_{\text{р2}} + V_{\text{р3}} + V_{\text{уз}}. \tag{49}$$

В тех случаях, когда распределительная сеть помимо равномерно распределенной нагрузки имеет сосредоточенные расходы $V_{\text{с}}$, последние включаются в узловые расходы в местах присоединения сосредоточенных расходов к распределительной сети. Для таких узлов

$$V_{\text{уз}} = \Sigma V_{\text{п}} / 2 + V_{\text{с}}. \tag{50}$$

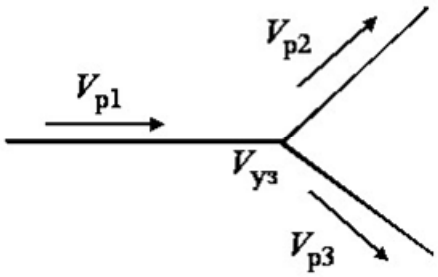


Рис. 19. Схема узла

Для разветвленных систем следует увязывать потери давления в основных ответвлениях. При этом максимальная величина невязки составляет 10 %.

2.2. Расчет кольцевых газопроводов

В отличие от тупиковых газовых сетей, в которых направления потоков и расчетные расходы газа на участках сети определены, в многокольцевых сетях и направления потоков, и количества газа, протекающие по расчетным участкам, не постоянны. Задачей гидравлического расчета таких сетей является определение диаметров участков сети, которые обеспечивают равномерность гидравлического режима всей сети и подачу всем потребителям требуемых количеств газа при заданных перепадах давления. Если в тупиковых сетях из трех величин: расхода газа, допустимого перепада давления и диаметра газопровода – неизвестна одна, то задача решается легко. В кольцевых сетях, когда потоки газа могут распределиться по полукольцам неравномерно, из указанных трех величин известна только одна, а две другие необходимо определить.

Решение такой задачи базируется на двух условиях. Во-первых, на рассмотренном выше условии равновесия узла. Если приток газа к узлу считать положительным расходом, а выход газа из узла и расход газа в самом узле – отрицательным, то алгебраическая сумма расчетных расходов газа в узле должна быть равна нулю. Во-вторых, на условии, по которому сумма потерь давления в одном полукольце равна сумме потерь давления в другом полукольце:

$$\Delta p_1 + \Delta p_2 = \Delta p_3 + \Delta p_4 + \Delta p_5. \qquad (51)$$

Если условно считать давление газа в кольце по часовой стрелке положительным, а противоположное отрицательным, то указанное условие можно сформулировать так: алгебраическая сумма потерь давления в любом кольце должна быть равна нулю (рис. 20). Практически это условие выполнить не всегда удается и допускают, что невязка потерь давления в полукольцах не должна превышать 10 % от наименьшей потери давления в одном из полуколец.

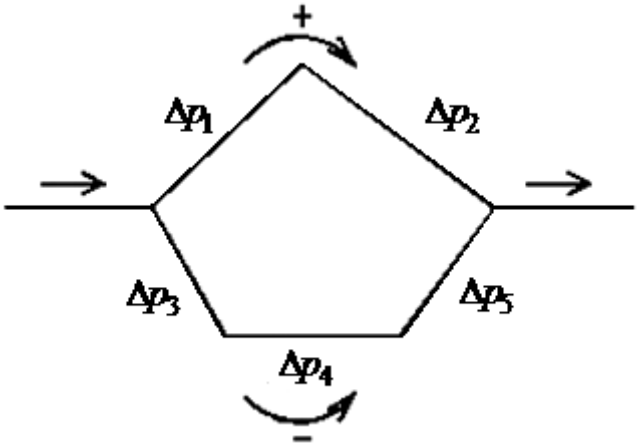


Рис. 20. Схема кольцевого газопровода

При подборе диаметра полукольца необходимо предусмотреть возможность его работы в аварийном режиме.

Определение аварийного расхода газа производится по формуле

$$V_{\text{ав}} = V_{\text{р}}^{\text{раб}} + \sum_{i=1}^{n} \left(V_i K_{\text{об}i} \right), \tag{52}$$

где $V_{\text{ав}}$ – аварийный расход газа по магистральному кольцевому газопроводу, м^3/ч; $V_{\text{р}}^{\text{раб}}$ – расчетный расход рабочего полукольца, м^3/ч; V_i – расход i-х потребителей газа на аварийном полукольце, м^3/ч; $K_{\text{об}i}$ – коэффициент i-х потребителей газа.

Коэффициент обеспеченности газом при аварийных ситуациях для бытовых потребителей (ГРП) можно принять в пределах от 0,8 до 0,85; для отопительно-производственных котельных – от 0,7 до 0,75 в зависимости от наличия резервного топлива; для промышленных предприятий – от 0,5 до 0,9.

Рабочее полукольцо должно обеспечить пропуск в среднем 75 % расхода от аварийного участка.

3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСХОДА ГАЗА

Для бесперебойного обеспечения всех потребителей природным газом необходимо определить годовые и расчетные расходы газа на все виды потребления.

Годовые расходы газа используются для планирования количества газа, которое необходимо доставить проектируемому населенному пункту, а расчетные (максимально-часовые) – для определения диаметров газопроводов.

Годовые и расчетные расходы газа потребителями можно определить несколькими способами:

1) на основании данных проектов газоснабжения;
2) по номинальным расходам газа газовыми приборами;
3) по теплопроизводительности установок;
4) по нормам годового расхода потребителями;
5) по укрупненным показателям.

Для нужд отопления, вентиляции и горячего водоснабжения расход газа определяется по строительному объему отапливаемых и вентилируемых зданий (по укрупненным показателям).

Расходы газа сосредоточенными потребителями (более 50 м^3/ч на ввод) необходимо определять отдельно для каждого потребителя. При равномерном распределении потребителей с расчетными расходами менее 50 м^3/ч на ввод (жилые и общественные здания) расход газа определяется по жилым кварталам в целом.

Способ определения расхода газа по номинальным расходам газовыми приборами применяется в том случае, когда известны количество устанавливаемых приборов и их типы, т. е. при проектировании внутридомового газоснабжения, квартальных сетей промышленных предприятий. Номинальные расчетные расходы газа газовыми приборами и горелочными устройствами учитываются согласно паспортным данным заводов-изготовителей. Пересчет номинальных расходов (кДж в м^3) газа производится по формуле

$$V = \frac{q}{Q_{\text{н}}^{\text{р}}}. \tag{53}$$

Если известна теплопроизводительность установки, то

$$V = \frac{Q}{\eta \cdot Q_{\text{н}}^{\text{р}}}. \tag{54}$$

Расчетный расход несколькими приборами

$$V = \sum_{i=1}^{m} \left(K_{\text{о}} \frac{q_i}{\eta Q_{\text{н}}^{\text{р}}} n_i \right), \tag{55}$$

где V – номинальный расход газа одним или несколькими приборами, м^3/ч; n_i – количество однотипных приборов или групп приборов; m – число приборов или групп приборов; $K_{\text{о}}$ – коэффициент одновременности действия для однотипных приборов или группы приборов; $Q_{\text{н}}^{\text{р}}$ – низшая теплота сгорания газа, кДж/м^3; Q – теплопроизводительность установки, кДж/ч; η – КПД установки; q_i – номинальная теплопроизводительность прибора, кДж/ч.

Примечание. Если номинальная мощность прибора дается в кВт, то ее нужно перевести в кДж, а для этого величину в кВт умножить на 3600.

3.1. Определение расхода газа по годовым нормам

Способ определения расхода газа по годовым нормам применяется для равномерно распределенных потребителей, когда количество устанавливаемых приборов неизвестно.

Годовое потребление газа подсчитывается для определенных объектов, а затем суммируется по группам. Условно принято выделять расход газа:

1) населением в кварталах жилых домов для приготовления пищи и горячей воды;

2) предприятиями коммунального хозяйства и общественными зданиями (бани, больницы, механизированные прачечные, хлебозаводы, котельные);

3) на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение жилых и общественных зданий;

4) промышленностью.

Годовой расход, м^3/год, определяется по формуле

$$V = \frac{q}{Q_{\text{н}}^{\text{р}}} N_i, \tag{56}$$

где q – норма расхода газа на расчетную единицу, кДж/год; N_i – количество расчетных единиц потребления; $Q_{\text{н}}^{\text{р}}$ – низшая теплота сгорания, кДж/м^3.

Годовые нормы расхода газа на хозяйственно-бытовые и коммунальные нужды приведены в табл. 18.

Количество расчетных единиц потребления N_i для существующих населенных мест принимается по данным горисполкома с учетом возможного их увеличения, для проектируемых – по данным проектов планировки и застройки. При отсутствии таких данных определение количества расчетных единиц потребления рассматривается в п. 3.2.

3.2. Определение расчетных расходов газа по годовым нормам потребления

Потребление газа в квартирах, выраженное в тепловых единицах, определяется по формуле

$$Q_{\text{к}} = \frac{Y_{\text{к}}}{100} N \left(q_{\text{к}_1} \frac{Z_1}{100} + q_{\text{к}_2} \frac{Z_2}{100} + q_{\text{к}_3} \frac{Z_3}{100} \right), \tag{57}$$

где N – количество жителей района города, чел.; $q_{\text{к}_1}, q_{\text{к}_2}, q_{\text{к}_3}$ – соответственно нормы расхода тепла на приготовление пищи при наличии в квартире централизованного горячего водоснабжения, наличия или отсутствия водонагревателя, МДж; $Y_{\text{к}}$ – процент охвата населения газоснабжением; Z_1 – доля людей, охваченных централизованным горячим водоснабжением; Z_2 – доля людей, имеющих в квартирах водонагреватели; Z_3 – доля людей, проживающих в квартирах без горячего водоснабжения и водонагревателей.

Значение N зависит от площади поселка и плотности населения:

$$N = Fa, \tag{58}$$

где F – площадь застройки, га; a – плотность населения, чел./га.

Величину плотности населения a территории жилого района рекомендуется принимать не менее приведенной в табл. 15, а территории микрорайона – не менее приведенной в табл. 16 по [15].

Таблица 15

Значение плотности населения жилого района

Зона различной степени градостроительной ценности территории	Плотность населения территории жилого района, чел./га, для групп городов с числом жителей, тыс. чел.						
	До 20	20–50	50–100	100–250	250–500	500–1000	Свыше 1000
Высокая	130	165	185	200	210	215	220
Средняя	–	–	–	180	185	200	210
Низкая	70	115	160	165	170	180	190

Примечание. При строительстве в районах севернее 58° с. ш., а также на площадках, требующих сложных мероприятий по инженерной подготовке территории, плотность населения следует увеличивать, но не более чем на 20 %.

Таблица 16

Значение плотности населения микрорайона

Зона различной степени градостроительной ценности территории	Плотность населения на территории микрорайона, чел./га, для климатических подрайонов		
	IБ и часть подрайонов IА, IГ, IД и IIА севернее 58° с. ш.	IВ, IIБ и IIВ севернее 58° с. ш. и часть подрайонов IА, IГ, IД и IIА южнее 58° с. ш.	Южнее 58° с. ш., кроме части подрайонов IА, IГ, IД и IIА, входящих в данную зону
Высокая	440	420	400
Средняя	370	350	330
Низкая	220	200	180

Примечание. В крупных и крупнейших городах при применении высокоплотной 2-, 3-, 4(5)-этажной жилой застройки расчетную плотность населения следует принимать не менее, чем для зоны средней градостроительной ценности; при застройке площадок, требующих проведения сложных мероприятий по инженерной подготовке территории, – не менее, чем для зоны высокой градостроительной ценности территории.

Потребление газа в механизированных прачечных, включая дезинфекцию белья, сушку и глажение, определяется по формуле

$$Q_{\text{п}} = 100 \frac{Z_{\text{п}}}{100} \frac{Y_{\text{п}}}{100} \frac{N}{1000} \left(q_{\text{п}} + q_{\text{д}}\right), \tag{59}$$

где 100 – норма грязного белья на 1 чел. в год, кг; $q_{\text{п}}$, $q_{\text{д}}$ – норма расхода теплоты на стирку и дезинфекцию белья, МДж.

Потребление газа на мытье в банях без ванн определяется по формуле

$$Q_{\text{б}} = \frac{Z_{\text{б}}}{100} \frac{Y_{\text{б}}}{100} N \cdot 52 \cdot q_{\text{б}}, \tag{60}$$

где 52 – количество помывок в год одним человеком; $q_{\text{б}}$ – норма расхода теплоты на мытье в банях, МДж.

Потребление газа на предприятиях общественного питания

$$Q_{\text{о.п}} = 360\frac{Z_{\text{о.п}}}{100}\frac{Y_{\text{о.п}}}{100}N\left(q_{\text{об}} + q_{\text{з}}\right), \tag{61}$$

где $q_{\text{об}}$, $q_{\text{з}}$ – норма расхода теплоты на приготовление обедов, завтраков или ужинов, МДж.

Потребление газа в учреждениях здравоохранения определяется по формуле

$$Q_{\text{у.з}} = \frac{12}{1000}\frac{Y_{\text{у.з}}}{100}Nq_{\text{у.з}}, \tag{62}$$

где 12 – количество коек на 1 тысячу жителей; $q_{\text{у.з}}$ – нормы расхода теплоты в учреждениях здравоохранения на приготовление пищи и горячей воды, МДж.

Потребление газа на предприятиях хлебопекарной промышленности

$$Q_{\text{хп}} = \left(0{,}6 - 0{,}8\right)\frac{365}{1000}\frac{Y_{\text{хп}}}{100}Nq_{\text{хп}}^{\text{ср}}, \tag{63}$$

где $(0{,}6 - 0{,}8)$ – норма суточной выпечки хлеба на 1 тысячу жителей, т; $q_{\text{хп}}^{\text{ср}}$ – средний расход теплоты на выпечку хлеба на предприятиях хлебопекарной промышленности, МДж/(год · чел.), который определяется по формуле

$$q_{\text{хп}}^{\text{ср}} = \frac{q_1 + q_2 + q_3}{3}. \tag{64}$$

Потребление газа на предприятиях торговли, в ателье

$$Q_{\text{т}} = 0{,}05 \cdot Q_{\text{к}}, \tag{65}$$

где $Q_{\text{к}}$ – потребление газа в жилых зданиях, МДж/год.

Определяется суммарный годовой расход газа на район города по формуле

$$\sum Q_{\text{год}} = Q_{\text{к}} + Q_{\text{п}} + Q_{\text{б}} + Q_{\text{о.п}} + Q_{\text{у.з}} + Q_{\text{хп}} + Q_{\text{т}}. \tag{66}$$

Расчетный расход газа районом города определяется по формуле

$$V_{\text{р}} = \frac{\sum Q_{\text{год}}}{Q_{\text{н}}^{\text{р}}}k_{\text{m}}, \tag{67}$$

где k_{m} – коэффициент часового максимума, год/ч.

Коэффициент часового максимума определяется в зависимости от количества жителей методом интерполяции (табл. 16).

Удельный расход газа, $\text{м}^3/(\text{год} \cdot \text{чел.})$, рассчитывается по формуле

$$V_{\text{уд}} = \frac{V_{\text{р}}}{N}. \tag{68}$$

Расход газа на квартал определяется по формуле

$$V_i = V_{\text{уд}} N_i, \qquad (69)$$

где V_i – расход газа i-го квартала, м^3/ч; N_i – количество жителей i-го квартала, чел.

Результаты расчета сводятся в табл. 17.

Таблица 17

Кварталы, численность населения и расчетный расход газа

№ квартала	Площадь квартала, га	Кол-во жителей в квартале, чел.	Расчетный расход газа, м^3/ч	Примечание

Таблица 18

Нормы расхода газа на коммунально-бытовые нужды

Потребители газа	Показатель потребления газа	Нормы расхода теплоты, МДж (тыс. ккал)
1. Население		
При наличии в квартире газовой плиты и централизованного горячего водоснабжения при газоснабжении:		
природным газом	На 1 человека в год	4100 (970)
СУГ	То же	3850 (920)
При наличии в квартире газовой плиты и газового водонагревателя (при отсутствии централизованного горячего водоснабжения) при газоснабжении:		
природным газом	»	10 000 (2400)
СУГ	»	9400 (2250)
При наличии в квартире газовой плиты и отсутствии централизованного горячего водоснабжения и газового водонагревателя при газоснабжении:		
природным газом	»	6000 (1430)
СУГ	»	5800 (1380)
2. Предприятия бытового обслуживания населения		
Фабрики-прачечные:		
на стирку белья в механизированных прачечных	На 1 т сухого белья	8800 (2100)
на стирку белья в немеханизированных прачечных с сушильными шкафами	То же	12 600 (3000)
на стирку белья в механизированных прачечных, включая сушку и глажение	»	18 800 (4500)
Дезкамеры:		
на дезинфекцию белья и одежды в паровых камерах	»	2240 (535)
на дезинфекцию белья и одежды в горячевоздушных камерах	»	1260 (300)
Бани:		
мытье без ванн	На 1 помывку	40 (9,5)
мытье в ваннах	То же	50 (12)

Окончание табл. 18

Потребители газа	Показатель потребления газа	Нормы расхода теплоты, МДж (тыс. ккал)
3. Предприятия общественного питания		
Столовые, рестораны, кафе: на приготовление обедов (вне зависимости от пропускной способности предприятия) на приготовление завтраков или ужинов	 На 1 обед На 1 завтрак или ужин	 4,2 (1) 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 выпечку кондитерских изделий (тортов, пирожных, печенья, пряников и т. п.)	 На 1 т изделий То же »	 2500 (600) 5450 (1300) 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.

Годовые расходы теплоты на приготовление кормов и подогрев воды для животных рекомендуется принимать по табл. 19.

Таблица 19

Значения годовых расходов теплоты на приготовление кормов и подогрев воды для животных

Назначение расходуемого газа	Показатель	Нормы расхода теплоты на нужды одного животного, МДж
Приготовление кормов для животных с учетом запаривания грубых кормов и корне-, клубнеплодов	Лошадь	1700
	Корова	4200
	Свинья	8400
Подогрев воды для питья и санитарных целей	На одно животное	420

Годовые расходы газа на нужды предприятий торговли, бытового обслуживания непроизводственного характера и т. п. можно принимать в размере до 5 % суммарного расхода теплоты на жилые дома.

3.3. Определение расчетного часового расхода газа

Расчетный расход определяется как доля годового расхода:

$$V = k_{\text{m}} V_{\text{год}}, \tag{70}$$

где k_{m} – коэффициент часового максимума.

Коэффициент часового максимума для населенных мест принимается в зависимости от общей численности населения, обслуживаемого данными газовыми сетями, одинаковыми для всех районов, гидравлически связанных между собой. Для районных сетей, гидравлически не связанных между собой, k_m принимается отдельно для каждого района по табл. 20, для коммунально-бытовых предприятий – по табл. 21.

Таблица 20

Значение коэффициента часового максимума k_m для городов и населенных пунктов

Число жителей, снабжаемых газом, тыс. чел.	Коэффициент часового максимума расхода газа (без отопления)
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 21

Значение коэффициента часового максимума k_m для коммунально-бытовых предприятий

Предприятия	Коэффициент часового максимума расходов газа
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.

3.4. Определение расхода газа на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение по укрупненным показателям

3.4.1. Определение расхода газа на отопление и вентиляцию

Для жилых районов городов и других населенных пунктов годовой расход тепла на отопление и вентиляцию жилых и общественных зданий определяется по удельным нормам теплопотребления по формуле, кДж,

$$Q_{\text{о}} = \left(24\left(1 + k_1\right)\frac{t_{\text{вн}} - t_{\text{ср.о}}}{t_{\text{вн}} - t_{\text{р.о}}} + zk_1k_2\,\frac{t_{\text{вн}} - t_{\text{ср.о}}}{t_{\text{вн}} - t_{\text{р.в}}} \right)\frac{q_{\text{о}}F_{\text{ж}}n_{\text{о}}}{\eta_{\text{о}}}, \qquad (71)$$

где $t_{\text{вн}}$ – средняя температура внутреннего воздуха отапливаемых зданий, принимаемая для жилых и общественных зданий равной 22 °С (ГОСТ 30494–96); $t_{\text{ср.о}}$ – средняя температура наружного воздуха за отопительный период (со среднесуточной температурой воздуха 8 °С и менее), °С; $t_{\text{р.о}}$ – расчетная температура наружного воздуха для проектирования отопления, °С; $t_{\text{р.в}}$ – расчетная температура наружного воздуха для проектирования вентиляции, °С; k_1 – коэффициент, учитывающий тепловой поток на отопление общественных зданий; при отсутствии данных следует принимать равным 0,25; k_2 – коэффициент, учитывающий тепловой поток на вентиляцию общественных зданий; при отсутствии данных следует принимать: для общественных зданий, построенных до 1985 г., – 0,4, после 1985 г., – 0,6; z – усредненное за отопительный период число часов работы системы вентиляции общественных зданий в течение суток (при отсутствии данных принимается равным 16 ч); $n_{\text{о}}$ – продолжительность отопительного периода, сут, соответствующая периоду со средней суточной температурой наружного воздуха 8 °С и ниже, принимаемая по СНиП 2.01.01–82; $F_{\text{ж}}$ – общая площадь жилых зданий, м^2; $\eta_{\text{о}}$ – КПД отопительных установок в долях единиц; для местных котельных принимается 0,8–0,85, для районных котельных с учетом КПД тепловых сетей – 0,8; $q_{\text{о}}$ – укрупненный показатель максимального часового расхода теплоты на отопление жилых зданий, кДж/ч на 1 м^2 жилой площади, принимаемый по табл. 22.

Жилую площадь отапливаемых зданий можно определить по формуле

$$F_{\text{ж}} = f_{\text{н}}N, \qquad (72)$$

где $f_{\text{н}}$ – расчетная жилищная обеспеченность, равная 18 м^2/чел. [15].

Таблица 22

Значения укрупненного показателя максимального теплового потока на отопление жилых зданий $q_{\text{о}}$

$t_{\text{р.о}}$, °С	$q_{\text{о}}$, кДж/(ч · м^2)
0	335
–10	461
–20	544
–30	628
–40	670

Годовой расход газа на отопление жилых и общественных зданий можно определить по формуле, м^3/год,

$$V_{\text{о}} = \frac{Q_{\text{о}}}{Q_{\text{н}}^{\text{р}}}. \qquad (73)$$

Часовой расход газа на отопление, м^3/ч,

$$V_{\text{о}}^{\text{р}} = \frac{V_{\text{о}}}{24 n_{\text{о}}}. \qquad (74)$$

3.4.2. Определение расхода газа на централизованное горячее водоснабжение

Годовой расход тепла на горячее водоснабжение (ГВ) жилых и общественных зданий, кДж, определяется по формуле

$$Q_{\text{г.в}} = 24 q_{\text{г.в}} N \left(n_{\text{о}} + (350 - n_{\text{о}}) \frac{60 - t_{\text{х.л}}}{60 - t_{\text{х.з}}} \beta \right) \frac{1}{\eta_{\text{г.в}}}, \qquad (75)$$

где $t_{\text{х.з}}$ – температура холодной (водопроводной) воды в отопительный период (при отсутствии данных принимается равной 5 °С); 350 – расчетное число суток в году работы системы горячего водоснабжения; $q_{\text{г.в}}$ – укрупненный показатель среднечасового расхода теплоты на горячее водоснабжение, кДж/ч на одного человека (с учетом общественных зданий района), принимаемый по табл. 23; N – количество жителей, чел.; $t_{\text{х.л}}$ – температура холодной (водопроводной) воды в неотопительный период (при отсутствии данных принимается равной 15 °С); $\eta_{\text{г.в}}$ – КПД котельной, равный 0,8–0,85; β – коэффициент, учитывающий изменение среднего расхода воды на горячее водоснабжение в неотопительный период по отношению к отопительному периоду, принимаемый при отсутствии данных для жилищно-коммунального сектора равным 0,8 (для курортов β = 1,2–1,5, для предприятий – 1,0).

Таблица 23

Укрупненный показатель среднего теплового потока на горячее водоснабжение на одного человека

Средняя за отопительный период норма расхода воды на горячее водоснабжение, л/(сут · чел.)	$q_{\text{г.в}}$, кДж/(ч · чел.)
80	1050
90	1150
110	1260
120	1470

Годовой расход газа на централизованное горячее водоснабжение, м^3/год, определяется по формуле

$$V_{\text{г.в}} = \frac{Q_{\text{г.в}}}{Q_{\text{н}}^{\text{р}}}. \tag{76}$$

Часовой расход газа на ГВ, м^3/ч,

$$V_{\text{г.в}}^{\text{р}} = \frac{V_{\text{г.в}}}{24 n_{\text{г.в}}}. \tag{77}$$

Найденные расходы по всем видам потребления заносятся в сводную табл. 24.

Таблица 24

Сводная таблица результатов расчета

Наименование расхода	Значение, м^3/ч

3.4.3. Определение расхода газа промышленными предприятиями

Расход газа промышленными предприятиями на технологические нужды определяется по данным технологических проектов предприятий, укрупненным показателям специализированных проектных организаций или по расходам топлива и газа аналогичными существующими предприятиями.

Для определения расхода газа на промышленную печь или сушильную камеру, м^3/ч, можно воспользоваться следующей формулой:

$$V_{\text{ч}} = \frac{G(i_{\text{к}} - i_{\text{н}})}{Q_{\text{н}}^{\text{р}} \cdot \eta}, \tag{78}$$

где G – производительность печи, кг/ч; $i_{\text{н}} = c \cdot t_{\text{н}}$ – начальная энтальпия загрузки, кДж/кг; $i_{\text{к}} = c \cdot t_{\text{к}}$ – конечная энтальпия загрузки, кДж/кг; c – удельная теплоемкость материала загрузки, кДж/(кг · °С); $t_{\text{н}}$, $t_{\text{к}}$ – начальная и конечная температура загрузки, °С.

При переводе промышленных установок на газ с другого вида топлива расход газа можно рассчитать по формуле

$$V_{\text{ч}} = G_{\text{топл}} \frac{Q_{\text{н.пр}}^{\text{р}} \eta_{\text{топл}}}{Q_{\text{н}}^{\text{р}} \eta_{\text{г}}}, \tag{79}$$

где $G_{\text{топл}}$ – расход применяемого топлива, кг/ч (для дров – м^3/ч); $Q_{\text{н.пр}}^{\text{р}}$ – рабочая теплота сгорания применяемого топлива, кДж/кг (табл. 25); $Q_{\text{н}}^{\text{р}}$ – рабочая теплота сгорания газа, кДж/ м^3; $\eta_{\text{топл}}$, $\eta_{\text{г}}$ – КПД установок при работе на заменяемом топливе и на газе.

Таблица 25

Усредненная теплота сгорания различных видов топлива

Вид топлива	$Q^{р}_{н.пр}$, кДж/кг
Каменный уголь	27 092
Мазут	41 131
Дизельное топливо	41 970
Торф кусковой	11 458
Дрова (кДж/ м^3)	54 64
Кокс	27 280

4. ПОДБОР ОБОРУДОВАНИЯ ГРП

ГРП, ГРПБ, ШРП и ГРУ должны быть оснащены фильтром, предохранительным запорным клапаном (ПЗК), регулятором давления газа (рис. 21), предохранительным сбросным клапаном (ПСК), запорной арматурой, контрольными измерительными приборами (КИП) и при необходимости узлом учета расхода газа, а также обводным газопроводом (байпасом) с двумя последовательно расположенными отключающими устройствами на нем. Принципиальная схема шкафного ГРП изображена на рис. 22, различные варианты компоновки ШРП показаны на рис. 23.

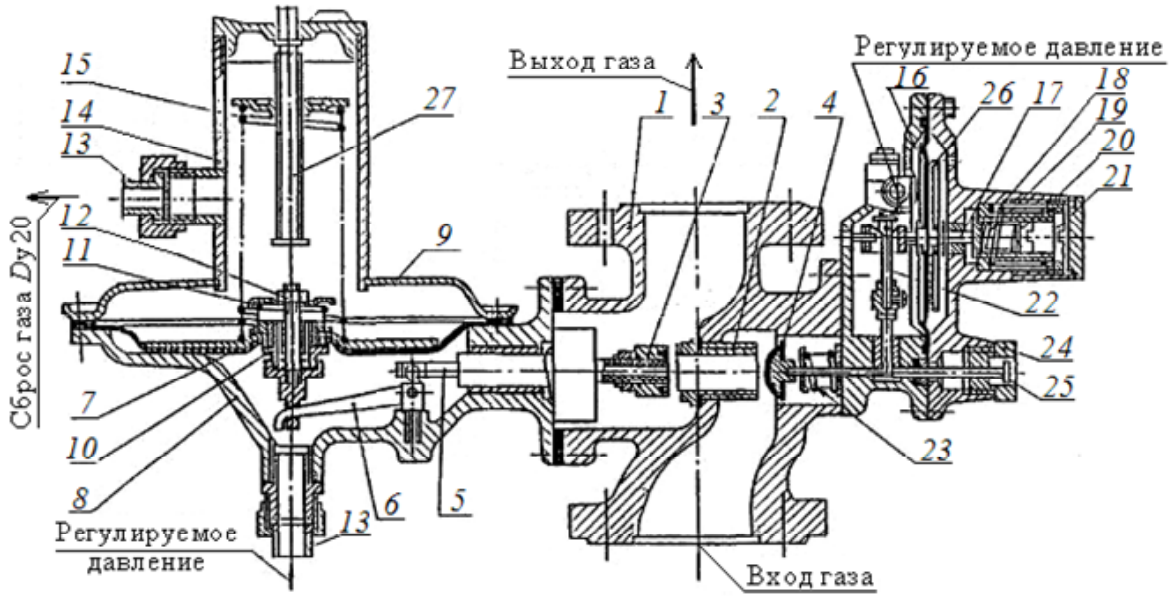


Рис. 21. Схема комбинированного регулятора давления РДНК:
1 – крестовина; *2* – седло; *3* – клапан; *4* – клапан отсечной; *5* – шток; *6* – рычаг; *7* – мембрана регулятора; *8* – корпус; *9* – крышка; *10* – клапан предохранительный; *11* – пружина; *12* – гайка; *13* – ниппель; *14* – стакан; *15* – пружина; *16* – мембрана; *17* – толкатель; *18*, *19* – пружины; *20* – пробка; *21* – втулка; *22* – шток; *23* – пружина; *24* – пробка; *25* – шток; *26* – пружина; *27* – винт регулировочный

Разрешается не предусматривать устройство байпаса в ШРП, предназначенном для газоснабжения одноквартирного дома.

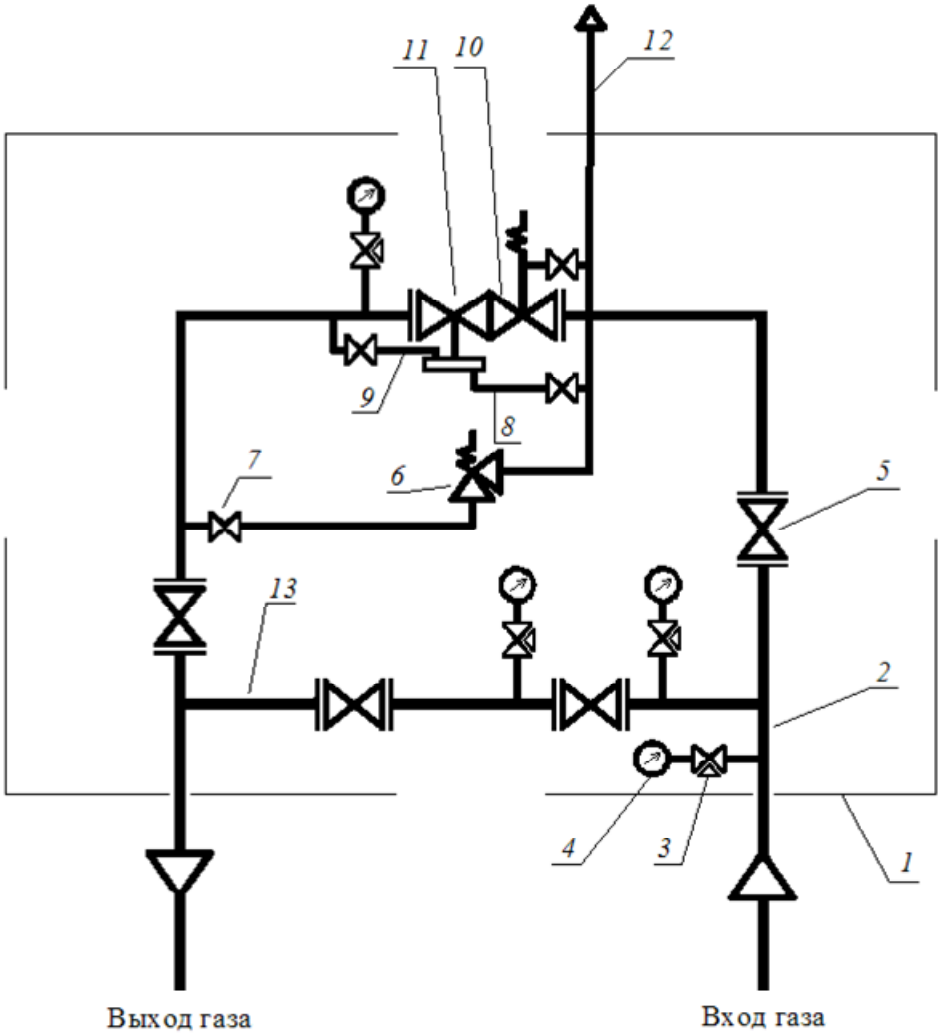


Рис. 22. Функциональная схема шкафного ГРП:
1 – корпус шкафа; *2* – основная линия редуцирования; *3* – трехходовой кран; *4* – манометр; *5*, *7* – краны шаровые; *6* – предохранительный сбросной клапан; *8* – сбросная линия регулятора; *9* – импульсная трубка; *10* – предохранительное запорное устройство; *11* – регулятор давления газа; *12* – сбросная свеча; *13* – байпас

При размещении части запорной арматуры, приборов и оборудования за пределами здания ГРП, ГРПБ или ШРП должны быть обеспечены условия их эксплуатации, соответствующие указанным в паспортах заводов-изготовителей. Оборудование, размещенное за пределами здания ГРП, ГРПБ и ШРП, должно быть ограждено.

Фильтры, устанавливаемые в ГРП, ГРПБ, ШРП и ГРУ, должны иметь устройства для определения перепада давления, характеризующего степень засоренности фильтрующей кассеты при максимальном расходе газа.

ПЗК и ПСК должны обеспечивать соответственно автоматическое прекращение подачи или сброс газа в атмосферу при изменении давления в газопроводе, недопустимом для безопасной и нормальной работы газоиспользующего и газового оборудования.

В ГРП, ГРПБ, ШРП и ГРУ следует предусматривать систему продувочных и сбросных трубопроводов для продувки газопроводов и сброса газа от ПСК, которые выводятся наружу в места, где обеспечиваются безопасные условия для рассеивания газа.

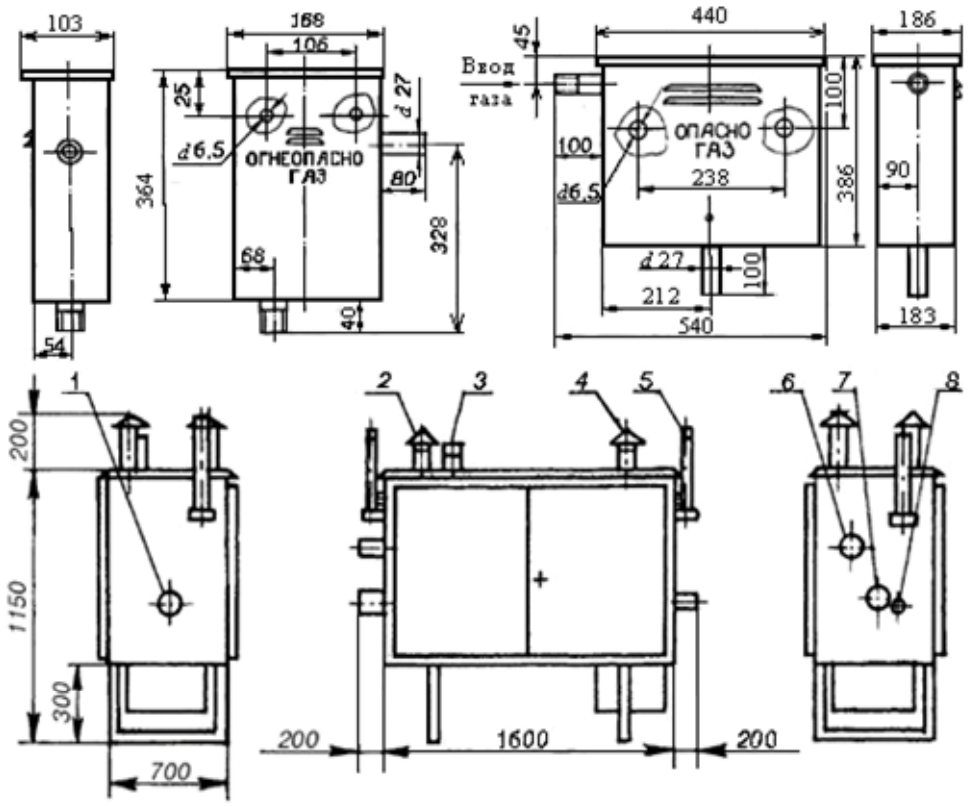


Рис. 23. Габаритный чертеж газорегуляторного пункта шкафного

В ГРП, ГРПБ, ШРП и ГРУ следует устанавливать или включать в состав АСУ ТП РГ (автоматизированная система управления технологическими процессами распределения газа), показывающие и регистрирующие приборы для измерения входного и выходного давления газа, а также его температуры. В ШРП могут применяться переносные приборы.

Контрольно-измерительные приборы с электрическим выходным сигналом и электрооборудование, размещаемые в помещении ГРП и ГРПБ с взрывоопасными зонами, следует предусматривать во взрывозащищенном исполнении.

КИП с электрическим выходным сигналом в нормальном исполнении должны размещаться снаружи, вне взрывоопасной зоны, в закрывающемся шкафу из негорючих материалов или в обособленном помещении, пристроенном к противопожарной газонепроницаемой (в пределах примыкания) стене ГРП и ГРПБ.

Ввод импульсных газопроводов в это помещение для передачи к приборам импульсов давления газа следует осуществлять таким образом, чтобы исключить возможность попадания газа в помещение КИП.

По надежности электроснабжения ГРП и ГРПБ населенных пунктов относят к 3-й категории, а ГРП и ГРПБ промышленных предприятий – по основному производству. Молниезащита ГРП и ГРПБ должна отвечать требованиям, предъявляемым к объектам II категории молниезащиты.

При компоновке оборудования ГРП и ГРУ необходимо предусматривать возможность доступа к оборудованию для монтажа, обслуживания и ремонта. Расстояние между параллельными рядами оборудования следует принимать не менее 0,4 м в свету. Ширина основного прохода в помещении ГРП и со стороны обслуживания ГРУ должна быть не менее 0,8 м. Для обслуживания оборудования, размещенного

на высоте более 1,5 м, следует предусматривать площадки с лестницами, имеющими перила.

Правила установки приведены в ШРП СП-42-101–2003 и справочнике [3].

ГРП размещают:

1) отдельно стоящими;

2) пристроенными к газифицируемым производственным зданиям, котельным и общественным зданиям с помещениями производственного характера;

3) встроенными в одноэтажные газифицируемые производственные здания и котельные (кроме помещений, расположенных в подвальных и цокольных этажах);

4) на покрытиях газифицируемых производственных зданий I и II степеней огнестойкости класса С0 с негорючим утеплителем;

5) вне зданий на открытых огражденных площадках под навесом на территории промышленных предприятий.

ГРПБ следует размещать отдельно стоящими в соответствии с табл. 26.

Таблица 26

Требования к размещению отдельно стоящих газорегуляторных пунктов

Давление газа в ГРП, ГРПБ, ШРП, МПа	Расстояния в свету от отдельно стоящих ГРП, ГРПБ и ШРП по горизонтали, м			
	до зданий и сооружений	до ж/д и трамвайных путей	до обочины автомобильных дорог	до воздушных линий электропередач
До 0,6	10	10	5	Не менее 1,5 высоты опоры
Свыше 0,6 до 1,2	15	15	8	–

Примечания:

1. Расстояние следует принимать от наружных стен зданий ГРП, ГРПБ или ШРП, а при расположении оборудования на открытой площадке – от ограждения.

2. Требования таблицы распространяются также на узлы учета расхода газа, располагаемые в отдельно стоящих зданиях или в шкафах на отдельно стоящих опорах.

3. Расстояние от отдельно стоящего ШРП при давлении газа на вводе до 0,3 МПа до зданий и сооружений не нормируется.

Отдельно стоящие газорегуляторные пункты в населенных пунктах располагают на расстояниях от зданий и сооружений не менее указанных в таблице, а на территории промышленных предприятий и других предприятий производственного назначения – согласно требованиям СП 42-101–2003.

В стесненных условиях разрешается уменьшение на 30 % расстояний от зданий и сооружений до газорегуляторных пунктов пропускной способностью до 10 000 м^3/ч.

4.1. Подбор регуляторов давления

Регуляторы давления выбираются по расчетному (максимальному часовому) расходу газа при требуемом перепаде давления. Пропускная способность таких регуляторов определяется по паспортным данным заводов-изготовителей, полученным экспериментальным путем. Ее величину рекомендуется принимать на 15–20 % больше максимального значения расчетного расхода газа.

Подбор типоразмера регулятора давления производится по таблицам, приведенным в справочной литературе [1, 3]. Далее по формулам и в зависимости от P_2/P_1 определяется максимальная пропускная способность V регулятора давления. Устойчивой работа регулятора будет при его загрузке в пределах 10–80 % от максимальной пропускной способности. Если это условие не выполнено, то берется регулятор другого типоразмера и расчет повторяется. Наиболее экономичным (с наименьшей металлоемкостью) будет регулятор, максимальная пропускная способность которого V превышает расчетный расход газа $V_р$ на величину, близкую к $0{,}2V$.

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

При определении пропускной способности регулятора необходимо определить давление газа перед ним и после него с учетом потерь 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, которая применяется при расчете регуляторов типа РД:

$$Q = 1595 f L P_1 \varphi \sqrt{1/\rho_0}, \qquad (80)$$

где Q – расход газа, м^3/ч, при $t = 0$ °С и $P_{атм} = 0{,}1033$ МПа; f – площадь седла клапана (табл. 27), см^2; L – коэффициент расхода; P_1 – абсолютное входное давление газа, равное сумме $P_{изб}$ и $P_{атм}$, МПа; $P_{изб}$ – рабочее избыточное давление, МПа; φ – коэффициент, зависящий от отношения P_2/P_1, где P_2 – абсолютное выходное давление после регулятора, равное сумме $P_{раб}$ и $P_{атм}$, МПа, определяется по графику на рис. 24; ρ_0 – плотность газа, кг/м^3, при нормальных условиях.

Таблица 27

Площадь седла клапана и коэффициент расхода регуляторов РДУК

Параметры	РДУК2-50	РДУК2-100		РДУК2-200	
	Диаметр клапана, мм				
	35	50	70	105	140
Площадь седла клапана (с учетом площади штока), см^2	9,6	19,6	38,4	86,5	154,0
Коэффициент расхода c	0,60	0,42	0,40	0,49	0,40

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

$$Q_2 = Q_1 \frac{P_1^1 \varphi_1^1}{P_1 \varphi_1 \sqrt{\rho_0^1/\rho_0}}, \qquad (81)$$

где Q_2 – расход газа, м^3/ч, при нормальных условиях 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, определяемый по отношению P_2/P_1; P_1^1, φ_1^1, ρ_0^1 – принятые данные при использовании других параметров газа.

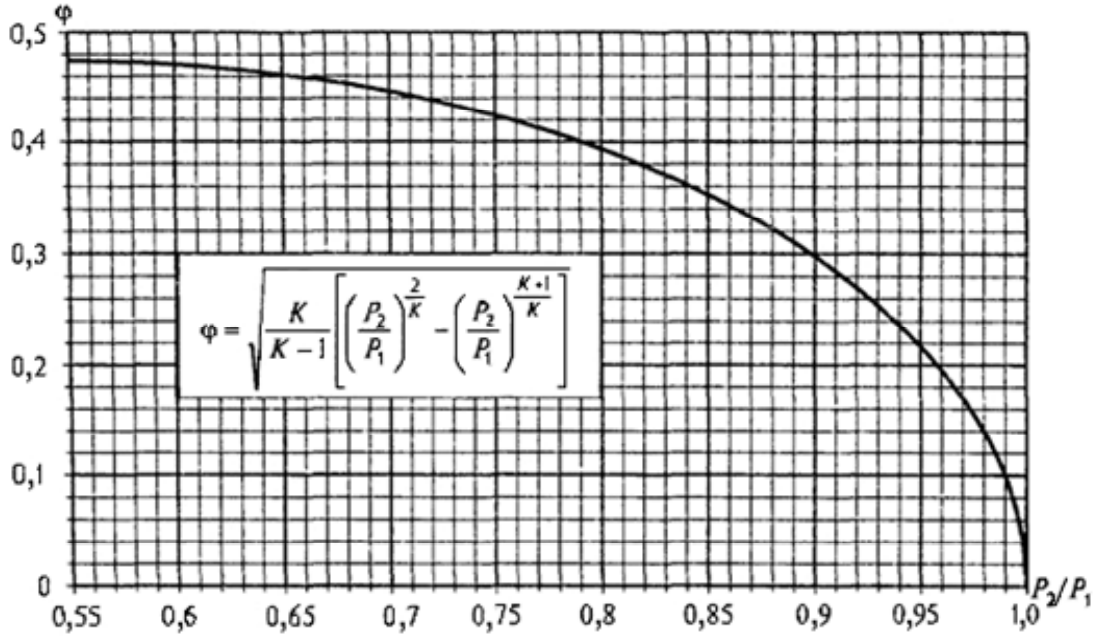


Рис. 24. График определения коэффициента φ в зависимости от P_2/P_1 при $K = c_p/c_v = 1{,}32$:
K – показатель адиабаты газа при нормальных условиях;
c_p – теплоемкость при постоянном давлении, кДж/(м$^3 \cdot$ °С);
c_v – теплоемкость при постоянном объеме, кДж/(м$^3 \cdot$ °С)

Пропускная способность двухседельных регулирующих клапанов может быть рассчитана по формуле

$$Q = \frac{5245BK_w\sqrt{\Delta PP_1}}{(t_1 + 273)\sqrt{\rho_0}}, \qquad (82)$$

где Q – расход газа, м^3/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 (рис. 25); K_w – 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_1; t_1 – температура газа.

Расчет комбинированных регуляторов давления на базе РД типа РДСК и РДНК, которые применяются в блочных ГРП, показан далее.

Расчет регулятора давления осуществляют по расчетному расходу газа через ГРП в зависимости от давления газа на входе в ГРП (из расчета ответвлений сети высокого или среднего давления) и давления газа на выходе из ГРП (из расчета распределительных газопроводов низкого давления).

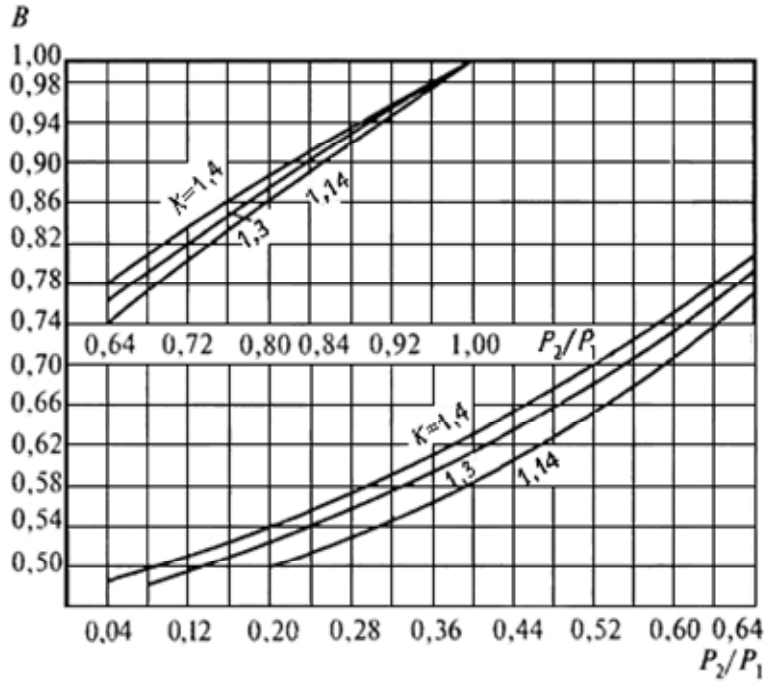


Рис. 25. Зависимость коэффициента B от P_2/P_1

Пропускная способность регулятора давления определяется по паспортным характеристикам (табл. 28).

После определения паспортной характеристики регулятора давления подбирается регулятор с ближайшими бóльшими техническими характеристиками и рассчитывается пропускная способность регулятора давления:

$$\text{при } \frac{P_2}{P_1} > 0{,}5 \qquad V = 0{,}031 V_{\text{п}} \sqrt{\frac{\Delta P P_2}{\rho_{\text{г}}}}, \tag{83}$$

$$\text{при } \frac{P_2}{P_1} \le 0{,}5 \qquad V = 0{,}0157 V_{\text{п}} \frac{P_1}{\sqrt{\rho_{\text{г}}}}, \tag{84}$$

где P_2 – абсолютное давление газа на выходе из ГРП, кПа; P_1 – то же на входе в ГРП, кПа; ΔP – расчетный перепад давления в регуляторе, кПа; $V_{\text{п}}$ – расход газа через регулятор, м^3/ч; $\rho_{\text{г}}$ – плотность газа, кг/м^3.

Максимальная пропускная способность ГРП должна быть на 20 % выше, чем расчетный расход газа через ГРП, и определяется по формуле

$$V_{\max} = 1{,}2 V_{\text{ГРП}}. \tag{85}$$

Нормальная работа регулятора давления возможна в пределах от 10 до 80 % пропускной способности регулятора давления согласно формуле

$$V_{\text{норм}} = (0{,}1\text{–}0{,}8) V. \tag{86}$$

Если максимальный расход газа через ГРП находится в пределах нормальной работы регулятора давления, то регулятор давления подобран верно.

Таблица 28

Технические характеристики регуляторов давления

Параметр	РДСК-50	РДГД-20	РДНК-400
Регулируемая среда	Природный газ		
Максимальное входное давление, МПа	1,2	0,6	0,6
Диапазон настройки выходного давления, кПа	0,01–0,10	2,2	2,0–3,5
Пропускная способность при входном давлении 0,3 МПа, $м^3$/ч, не менее	200	80	400
Неравномерность регулирования, %	±10		
Диапазон настройки давления срабатывания автоматического отключающего устройства, кПа:			
при понижении выходного давления	До 4	0,7–1,1	0,7–1,1
при повышении выходного давления	До 140	4–5	4–5
Присоединительные размеры, мм:			
входного патрубка (условный проход)	32	20	50
выходного патрубка (условный проход)	50	32	50
Габаритные размеры, мм:			
длина	294	245	512
ширина	188	188	230
высота	340	310	270
Масса, кг	15	5	14

4.2. Подбор фильтров

Задачей фильтра в ГРП или ГРУ является очистка газа от механических примесей: пыли, ржавчины, смолистых веществ и других твердых частиц. При этом фильтр должен пропускать весь газовый поток, не превышая допустимую потерю давления на себе, указанную в паспорте.

По направлению движения газа через фильтрующий элемент все фильтры можно разделить на прямоточные и поворотные, по конструктивному исполнению – на линейные и угловые, по материалу корпуса и методу его изготовления – на чугунные (или алюминиевые) литые и стальные сварные.

По фильтрующему материалу серийно выпускаемые фильтры подразделяются на сетчатые и волосяные. В сетчатых используют плетеную металлическую сетку, а в волосяных – кассеты, набитые капроновой нитью (или прессованным конским волосом) и пропитанные висциновым маслом.

Сетчатые фильтры, особенно двухслойные, отличаются повышенной тонкостью и интенсивностью очистки. В процессе эксплуатации по мере засорения сетки повышается тонкость фильтрования при одновременном уменьшении пропускной способности фильтра.

У волосяных фильтров, наоборот, в процессе эксплуатации фильтрующая способность снижается за счет уноса частиц фильтрующего материала потоком газа и при периодической очистке встряхиванием.

Для обеспечения достаточной степени очистки газа без уноса твердых частиц и фильтрующего материала скорость газового потока лимитируется и характеризуется максимально допустимым перепадом давления на сетке или кассете фильтра.

Для сетчатых фильтров максимально допустимый перепад давления не должен превышать 5000 Па, для волосяных – 10 000 Па.

В фильтре до начала эксплуатации или после очистки и промывки этот перепад должен составлять для сетчатых фильтров 2000–2500 Па, а для волосяных – 4000–5000 Па. В конструкции фильтров предусмотрены штуцеры для присоединения приборов, с помощью которых определяется величина падения давления на фильтрующем элементе.

С регулятором РДУК поставляются фильтры волосяные ВФ. Фильтры для ГРП подбираются по графику, на котором показано падение давления в них в зависимости от пропускной способности при $P = 0{,}1$ МПа и $\rho = 1$ кг/м^3.

Во избежание разрыва кассет и сетки в незагрязненном фильтре падение давления не должно превышать для вновь устанавливаемых 5000, а для работающих – 10 000 Па. Падение давления при рабочих параметрах газа и расчетном расходе $V_р$

$$\Delta P = \Delta P_{гр}\left(\frac{V_г}{V_{гр}}\right)^2 \frac{\rho}{P}, \qquad (87)$$

где $\Delta P_{гр}$ – падение давления по графику, Па; $V_{гр}$ – расход газа по графику, м^3/ч; ρ – плотность газа, проходящего через фильтр, кг/м^3; P – давление газа перед фильтром, МПа.

Условный диаметр волосяного фильтра принимают по $d_у$ регулятора давления. Затем на графике по расходу $P_{гр} = P_р$ находят $\Delta P_{гр}$. Если точка расхода выходит за пределы графика кривой данного диаметра, то $V_{гр}$ берут меньшим, удобным для расчета, но в пределах графика.

Действительную потерю давления в фильтре с условным диаметром $d_у$ при расходе $V_р$ газа с плотностью ρ и давлением P определяют по формуле (87). Если $\Delta P > 2000$, то принимается фильтр с $d_у$ на одну ступень больше и расчет повторяется.

Фильтры, устанавливаемые в ГРП (ГРУ) для защиты регулирующих и предохранительных устройств от засорения механическими примесями, должны соответствовать данным, приведенным в табл. 29.

Таблица 29

Допустимые значения потерь давления в фильтрах

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

Технические характеристики газовых фильтров приведены в графическом виде на рис. 26–29.

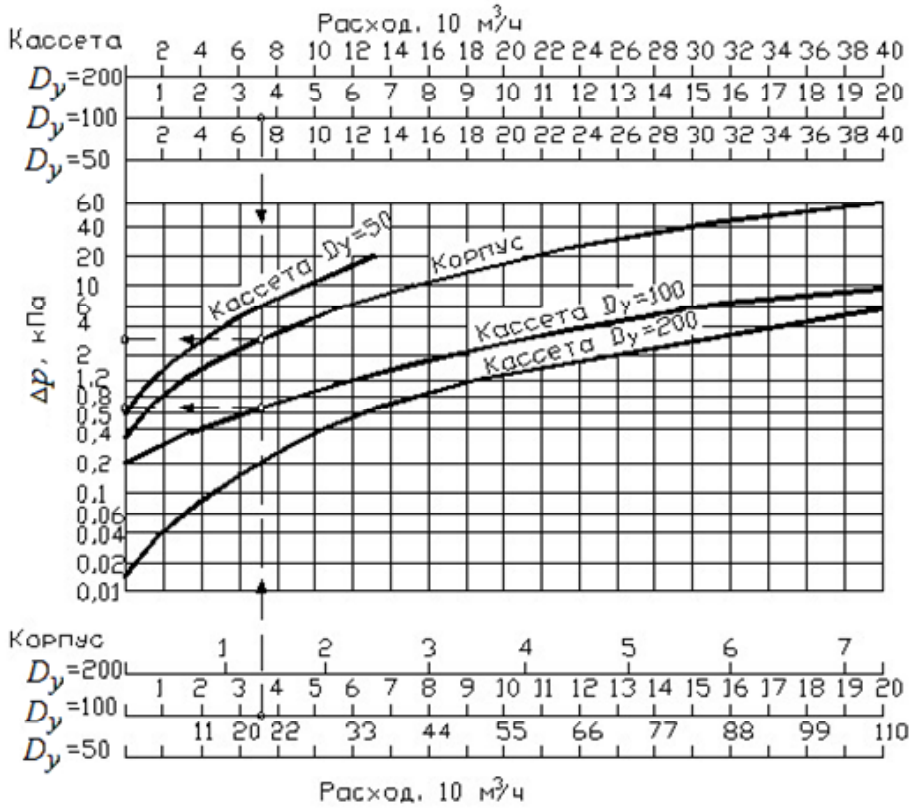


Рис. 26. Характеристики волосяных сварных фильтров малой производительности

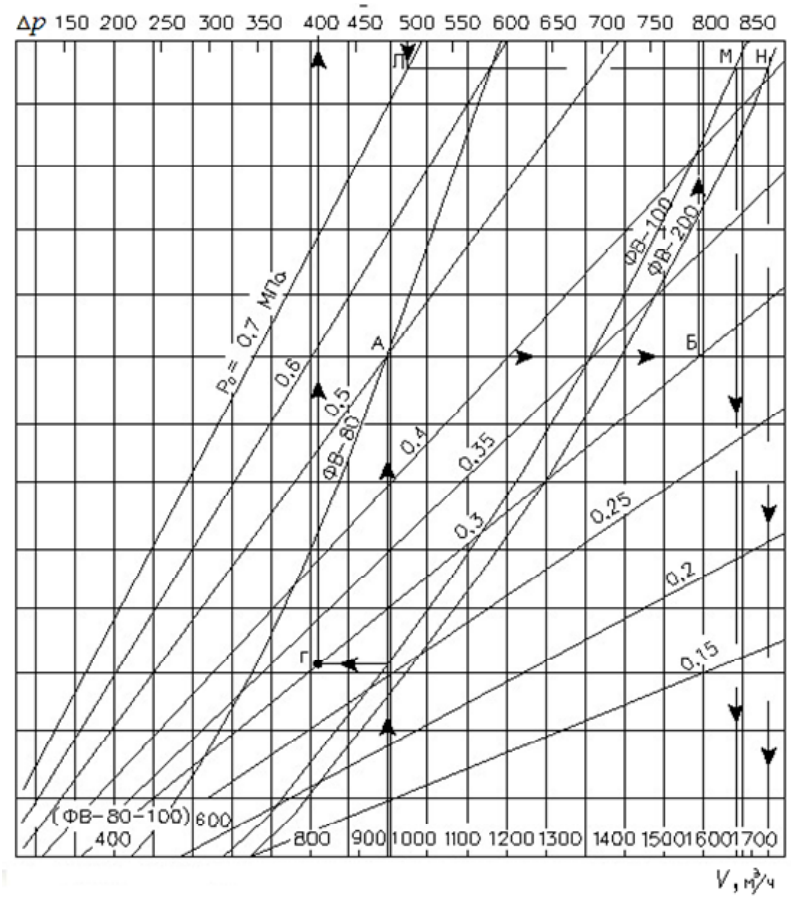


Рис. 27. Характеристики фильтров ФВ

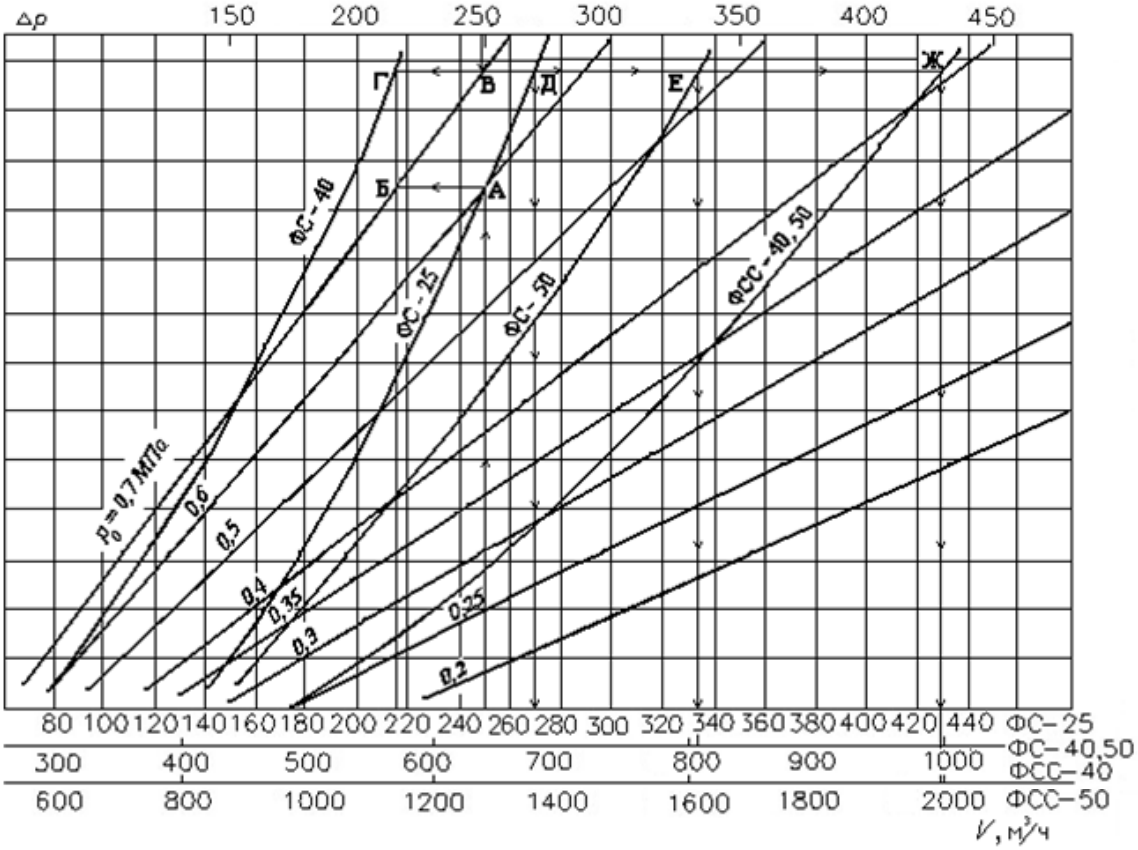


Рис. 28. Характеристики сетчатых фильтров

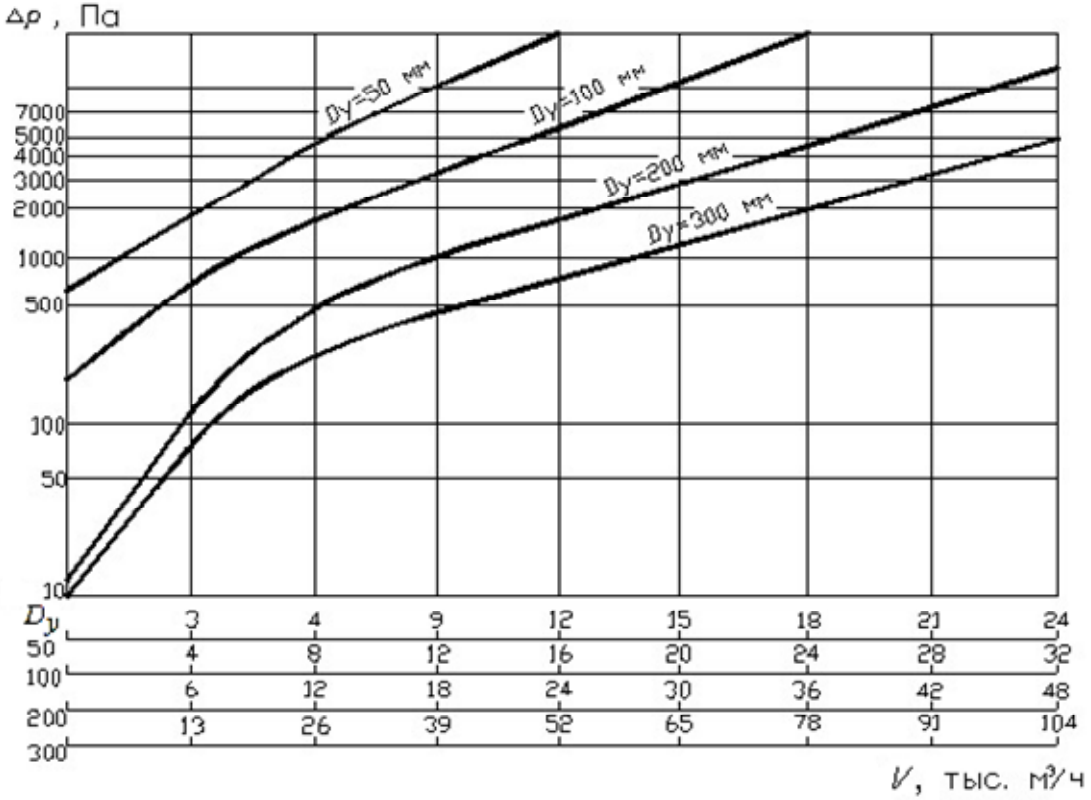


Рис. 29. Характеристика волосяных сварных фильтров

4.3. Подбор предохранительных клапанов

Установку ПЗК следует предусматривать перед регулятором давления. Предохранительные запорные отсекающие клапаны типа ПКН и ПКВ поставляются комплектно с соответствующими регуляторами давления газа. Они устанавливаются до регулятора давления газа после фильтра. Промышленность выпускает два типа ПЗК: ПКН и ПКВ. Первый следует применять в случаях, когда после ГРП или ГРУ поддерживается низкое давление, второй – среднее.

Настройка пределов срабатывания отключающего устройства:

верхний предел – 125 % от $P_{вых} / P_{в} = 1{,}25P_{вых}$;

нижний предел – 5–10 % от $P_{вых} / P_{н} = 0{,}1P_{вых}$,

где $P_{вых}$ – выходное давление после регулятора, МПа.

Габариты и тип клапана определяются типом регулятора давления. ПЗК обычно выбирают с таким же условным диаметром, как и у регулятора.

Предохранительные сбросные клапаны устанавливаются после регуляторов давления газа для исключения повышения давления газа в сети после ГРП, а при наличии расходомера – после расходомера.

ПСК настраивается на срабатывание при достижении значения

115 % от $P_{вых} / P = 1{,}15P_{вых}$.

Количество газа, подлежащего сбросу ПСК, определяют:

при наличии перед регулятором давления ПЗК по формуле

$$Q \geq 0{,}0005Q_d, \tag{88}$$

где Q – количество газа, подлежащего сбросу ПСК в течение одного часа, м^3/ч (при 0 °С и 0,10132 МПа); Q_d – расчетная пропускная способность регулятора давления, м^3/ч (при 0 °С и 0,10132 МПа);

при отсутствии перед регулятором давления ПЗК по формулам:

для регуляторов давления с золотниковыми клапанами

$$Q \geq 0{,}01Q_d, \tag{89}$$

для регулирующих заслонок с электронными регуляторами

$$Q \geq 0{,}02Q_d. \tag{90}$$

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

$$Q' \geq Qn, \tag{91}$$

где Q' – необходимое суммарное количество газа, подлежащего сбросу ПСК в течение часа, м^3/ч (при 0 °С и 0,10132 МПа); n – количество регуляторов давления газа, шт.; Q – количество газа, подлежащего сбросу ПСК в течение одного часа для каждого регулятора, м^3/ч (при 0 °С и 0,10132 МПа).

4.4. Установка контрольно-измерительных приборов и средств автоматики

В ГРП и ГРУ следует предусматривать установку показывающих и регистрирующих приборов для измерения входного и выходного давления и температуры газа. В шкафных ГРП допускается не предусматривать установку регистрирующих приборов.

В ГРП и ГРУ, в которых не производится учет расхода газа, допускается не предусматривать регистрирующий прибор для замера температуры.

Допускается не устанавливать регистрирующие приборы давления газа в ГРП, входящих в состав АСУ ТП и ТМ, а также в ГРУ и других ГРП в зависимости от их функционального назначения и расположения в системе газоснабжения по согласованию с местными органами газового надзора. КИП с электрическим выходным сигналом и электрооборудование, размещаемые в помещении ГРП с взрывоопасными зонами, следует предусматривать во взрывозащищенном исполнении.

КИП с электрическим выходным сигналом в нормальном исполнении следует размещать снаружи вне взрывоопасной зоны в закрывающемся шкафу (ящике), изготовленном из несгораемых материалов, или в обособленном помещении ГРП, пристроенном к противопожарной газонепроницаемой (в пределах примыкания) стене ГРП. Ввод импульсных газопроводов в это помещение следует предусматривать через разделительные устройства, конструкция которых должна исключать возможность попадания газа в помещения КИП, или с установкой дроссельных шайб с диаметром отверстия не более 0,3 мм на каждом импульсном газопроводе.

Установка дроссельных шайб на импульсных газопроводах к расходомерам не допускается.

В местах прохода импульсных газопроводов через стену, отделяющую помещение КИП, следует предусматривать сальниковые уплотнения или другие уплотнители, исключающие возможность проникновения газа.

4.5. Устройство сбросных трубопроводов

В ГРП и ГРУ следует предусматривать продувочные и сбросные трубопроводы. Продувочные трубопроводы следует размещать:

на входном газопроводе после первого отключающего устройства;

обводном газопроводе (байпасе) между двумя отключающими устройствами;

участках газопровода с оборудованием, отключаемым для производства профилактического осмотра и ремонта.

Условный диаметр продувочного трубопровода должен быть не менее 20 мм. Допускается объединять продувочные трубопроводы одинакового давления в общий продувочный трубопровод. Условный диаметр сбросного трубопровода, отводящего газ от ПСК, должен быть равен условному диаметру выходного патрубка клапана, но не менее 20 мм.

Продувочные и сбросные трубопроводы следует выводить наружу в места, обеспечивающие безопасные условия для рассеивания газа, но не менее чем на 1 м выше карниза здания.

Продувочные и сбросные трубопроводы должны иметь минимальное число поворотов. На концах продувочных и сбросных трубопроводов следует предусматривать устройства, исключающие попадание атмосферных осадков в эти трубопроводы.

Трубопроводы, отводящие газ от ПСК шкафных ГРП и комбинированных регуляторов давления, устанавливаемых на опорах, следует выводить на высоту не менее 4 м от уровня земли, а при размещении шкафных ГРП и комбинированных регуляторов давления на стене здания – на 1 м выше карниза здания.

5. ПРОДОЛЬНЫЙ ПРОФИЛЬ ГАЗОПРОВОДА

Продольные профили газопроводов изображают в виде разверток по осям газопроводов в масштабе:

по горизонтали 1:200; 1:500; 1:1000; 1:2000;

по вертикали 1:50; 1:100.

На продольном профиле газопровода наносят и указывают:

1) поверхность земли (проектную – сплошной толстой основной линией, фактическую – сплошной тонкой линией);

2) уровень грунтовых вод (штрихпунктирной тонкой линией);

3) пересекаемые автомобильные дороги, железнодорожные и трамвайные пути, кюветы, а также другие подземные и надземные сооружения в виде упрощенных контурных очертаний (сплошной тонкой линией), а коммуникации, влияющие на прокладку проектируемых газопроводов, – с указанием их габаритных размеров и высотных отметок;

4) колодцы, коверы, эстакады, отдельно стоящие опоры и другие сооружения и конструкции газопроводов в виде упрощенных контурных очертаний наружных габаритов – сплошной тонкой линией;

5) данные о грунтах;

6) отметки верха трубы;

7) глубину траншеи от проектной и фактической поверхности земли;

8) футляры на газопроводах с указанием диаметров, длин и привязок их к оси дорог, сооружениям, влияющим на прокладку проектируемых газопроводов, или к пикетам;

9) буровые скважины.

Газопроводы диаметром 150 мм и менее допускается изображать одной линией.

Под продольным профилем газопровода помещают таблицу по форме 1 для подземной прокладки газопровода и по форме 2 – для надземной прокладки (рис. 30).

Допускается при необходимости дополнять таблицы другими строками, например «Характеристика грунта: просадочность, набухание. Коррозионность».

Отметки дна траншеи под газопровод проставляют в характерных точках, например в местах пересечений с автомобильными дорогами, железнодорожными и трамвайными путями, инженерными коммуникациями и сооружениями, влияющими на прокладку проектируемых газопроводов.

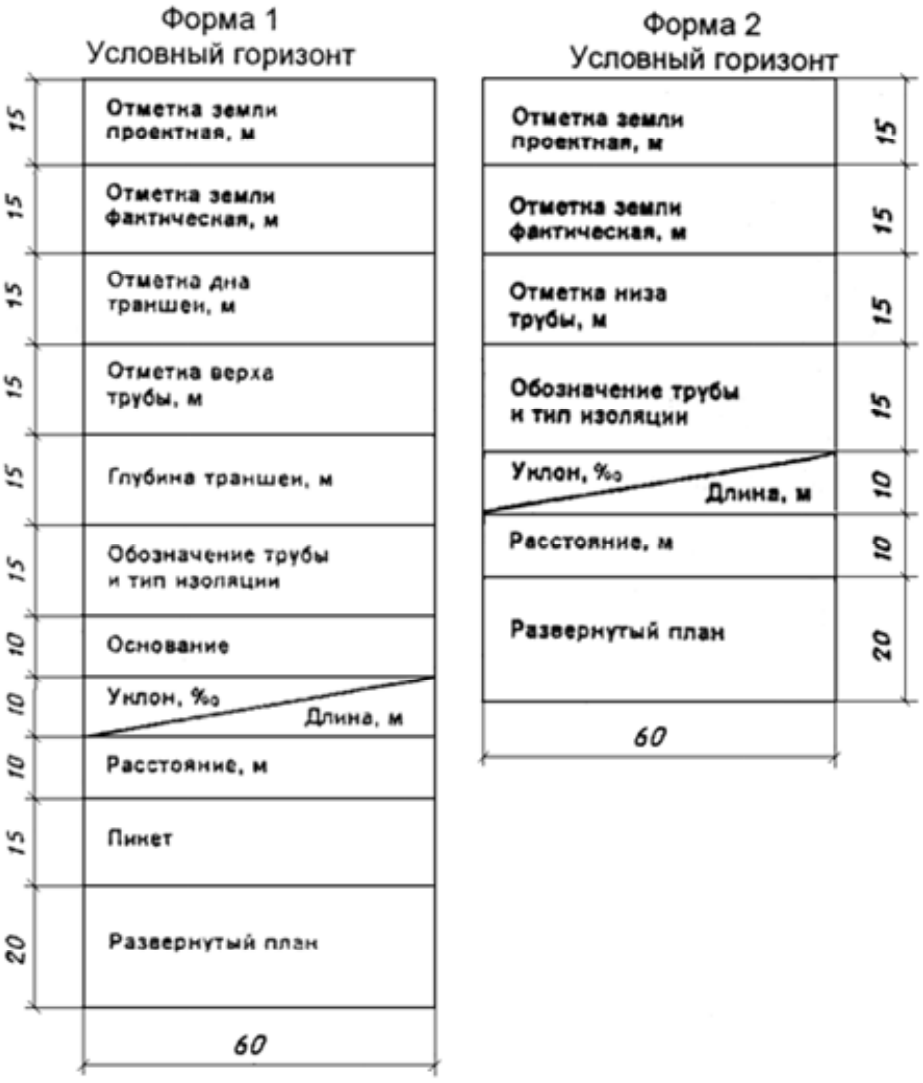


Рис. 30. Форма таблиц для подземной и надземной прокладки

Отметки уровней указывают в метрах с двумя десятичными знаками, длины участков газопроводов – в метрах с одним десятичным знаком, а величины уклонов – в промилле. Принятые масштабы продольных профилей указывают над боковиком таблицы.

Допускается не составлять продольные профили участков газопровода, прокладываемого на местности со спокойным рельефом, при отсутствии пересечений газопровода с естественными преградами и различными сооружениями.

Согласно [1] внутриквартальный газопровод должен быть проложен с уклоном не менее 2 ‰ в сторону уличной магистрали. Вводы газопроводов неосушенного газа в здания и сооружения должны предусматриваться с уклоном в сторону распределительного газопровода. Если по условиям рельефа местности не может быть создан необходимый уклон к распределительному газопроводу, допускается предусматривать прокладку газопровода с изломом в профиле и установкой конденсатосборника в низшей точке.

Газопроводы, транспортирующие неосушенный газ, следует прокладывать с уклоном не менее 3 ‰ и установкой в низших точках устройств для удаления конденсата (дренажные штуцера с запорным устройством). Для указанных газопроводов следует предусматривать тепловую изоляцию.

Глубина заложения газопровода H_0 определяется в зависимости от вида газа, диаметра газопровода, глубины промерзания грунта, геологической структуры грунта и дорожного покрытия. Если газопровод транспортирует осушенный газ и размещен в непучинистых грунтах, то согласно п. 4.17 [1] он должен быть проложен на глубину не менее 0,8 м до верха трубы. Оптимальная глубина заложения

$$H_0 = 0{,}8 + d, \tag{92}$$

где d – максимальный диаметр внутриквартальной сети с учетом толщины изоляции. Например, $H_0 = 0{,}8 + 0{,}113 + 0{,}018 \approx 0{,}95$ м.

При проектировании профиля трассы газопровода следует стремиться к тому, чтобы глубина заложения газопровода была близка к оптимальной. В соответствии с профилем местности разбиваем всю трассу на участки, имеющие свой уклон дна траншеи. В конечных точках этих участков задаемся оптимальной глубиной заложения газопровода.

Определяем отметки дна траншеи в этих точках:

$$z_{\text{д.тр.н}} = z_{\text{з.н}} - H_0, \tag{93}$$

$$z_{\text{д.тр.к}} = z_{\text{з.к}} - H_0, \tag{94}$$

где $z_{\text{з.н}}$, $z_{\text{з.к}}$ – отметки земли в начале и в конце расчетного участка, м.

Определяем уклоны дна траншеи по участкам

$$j = \frac{z_{\text{д.тр.н}} - z_{\text{д.тр.к}}}{l} 1000. \tag{95}$$

Глубина заложения газопровода в промежуточных точках определяется следующим образом:

а) отметка дна траншеи в промежуточных точках

$$z_{\text{д.тр(н+1)}} = z_{\text{д.тр.н}} \pm \frac{i \cdot l_{\text{н}} - (\text{н} + 1)}{1000}; \tag{96}$$

б) глубина заложения

$$H_{(\text{н}+1)} = z_{\text{з}\,(\text{н}+1)} - z_{\text{д.тр(н+1)}}. \tag{97}$$

Аналогично рассчитываются все промежуточные точки на каждом участке. При этом глубина заложения во всех точках должна быть не меньше H_0.

Отметка верха трубы находится по следующей формуле:

$$z_{\text{в.тр}} = z_{\text{д.тр}} + d_{\text{изол}}. \tag{98}$$

Пример оформления продольного профиля газопровода приведен на рис. 31.

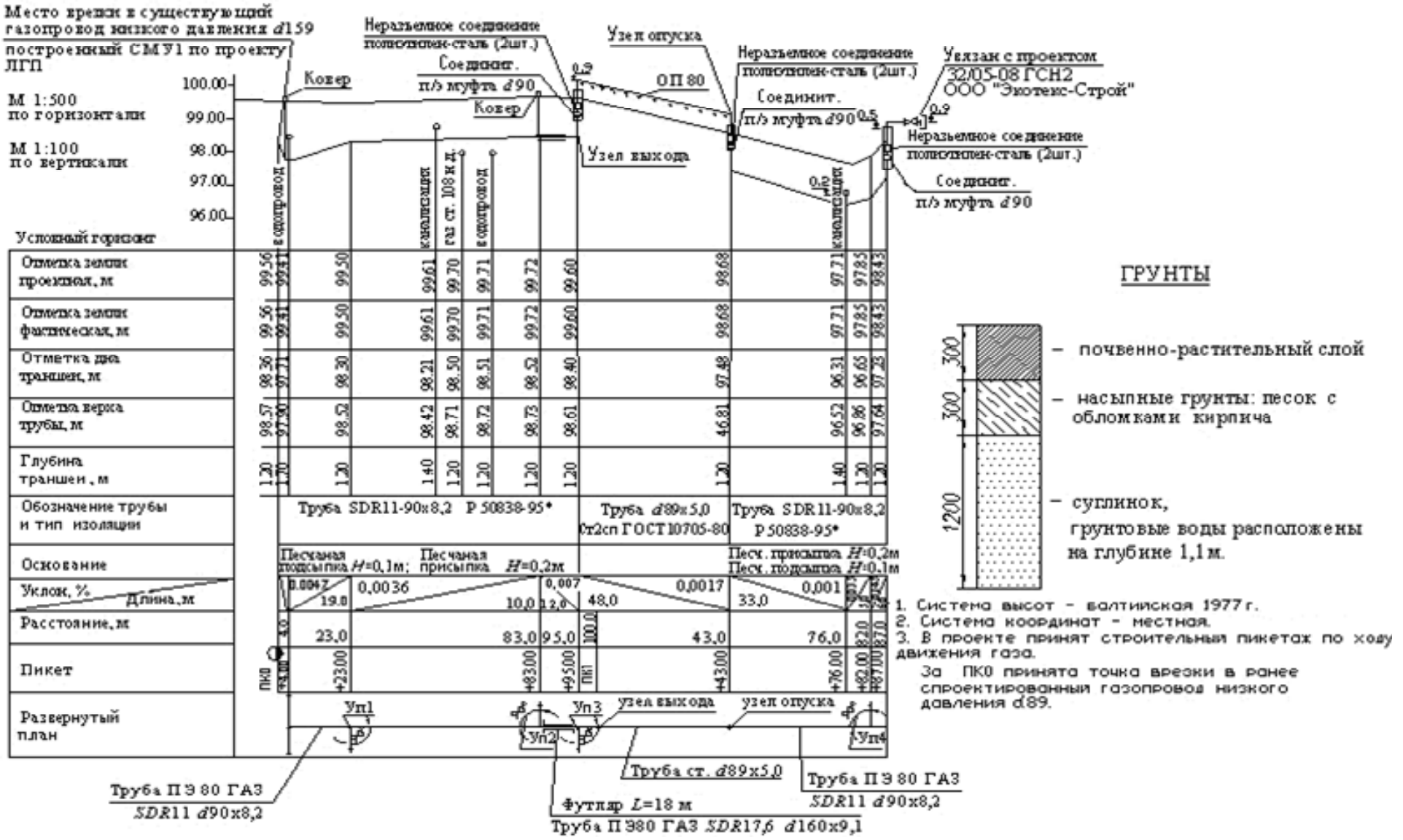


Рис. 31. Продольный профиль газопровода

Приложение 1

Расчет тупиковой сети низкого давления

Определить расчетные расходы газа и диаметры газопроводов на участках сети, используя исходные данные.

Жилой поселок однородной застройки снабжается природным газом (ρ = 0,73 кг/м^3) в количестве 750 м^3/ч. Подача газа в распределительную газовую сеть осуществляется из ГРП под давлением 300 даПа (рис. 1).

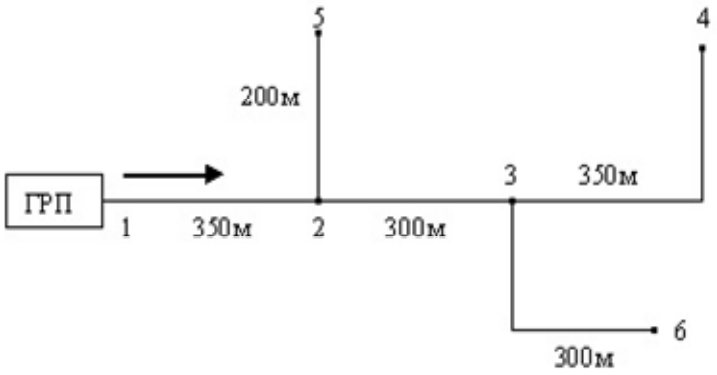


Рис. 1. Схема разветвленной тупиковой сети

Решение

Удельный расход газа в сети

$$V_{\text{уд}l} = \frac{V_{\text{р.ч}}}{\Sigma l_i} = \frac{750}{350 + 300 + 350 + 200 + 300} = 0{,}5 \text{ м}^3/(\text{ч} \cdot \text{м}).$$

Путевые расходы газа:

$$V_{\text{п}1-2} = l_{1-2} V_{\text{уд}l} = 350 \cdot 0{,}5 = 175 \text{ м}^3/\text{ч};$$

$$V_{\text{п}2-3} = 300 \cdot 0{,}5 = 150 \text{ м}^3/\text{ч};$$

$$V_{\text{п}3-4} = 350 \cdot 0{,}5 = 175 \text{ м}^3/\text{ч};$$

$$V_{\text{п}3-6} = 300 \cdot 0{,}5 = 150 \text{ м}^3/\text{ч};$$

$$V_{\text{п}2-5} = 200 \cdot 0{,}5 = 100 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Сумма путевых расходов газа составляет 750 м^3/ч.

Расчетные расходы газа на участках сети:

$$V_{\text{р}3-4} = V_{\text{т}} + 0{,}5 V_{\text{п}} = 0{,}5 \cdot 175 = 87{,}5 \text{ м}^3/\text{ч};$$

$$V_{\text{р}3-6} = 0{,}5 \cdot 150 = 75 \text{ м}^3/\text{ч};$$

$$V_{\text{р}2-5} = 0{,}5 \cdot 100 = 50 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

На участке 2–3, кроме путевого, имеется транзитный расход: $V_{\text{т}2-3} = V_{\text{п}3-6} + V_{\text{п}3-4} = 175 + 150 = 325 \text{ м}^3/\text{ч};$

$$V_{\text{р}2-3} = 325 + 0{,}5 \cdot 150 = 400 \text{ м}^3/\text{ч};$$

$$V_{\text{т}1-2} = 150 + 175 + 100 + 150 = 575 \text{ м}^3/\text{ч};$$

$$V_{\text{р}1-2} = 575 + 0{,}5 \cdot 175 = 662{,}5 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Результаты вычислений путевых и расчетных расходов сводим в табл. 1.

Таблица 1

Путевые и расчетные расходы газа

Расход, $м^3/ч$	Участок				
	1–2	2–3	3–4	2–5	3–6
Путевой	175	150	175	100	150
Расчетный	662,5	400	87,5	50	75

Определяя среднюю удельную потерю давления на основной магистрали сети от ГРП до точки 4 (1–2–3–4), принимаем общее падение давления на этой магистрали $H = 120$ даПа. Отнесем 10 % этого падения давления за счет потерь в местных сопротивлениях.

Тогда потери давления на трение

$$H_{тр} = 120 - 0{,}1 \cdot 120 = 108 \text{ даПа}.$$

Средняя удельная потеря давления на трение

$$\Delta p_{тр} = H_{тр}\left(l_{1-2} + l_{2-3} + l_{3-4}\right) = 108/\left(350 + 300 + 350\right) = 0{,}11 \text{ даПа/м}.$$

Далее расчет ведем в табличной форме (табл. 2).

Таблица 2

Таблица гидравлического расчета

Участок	Длина участка l, м	Расчетный расход $V_р$, $м^3/ч$	Диаметр d_y, мм	Удельные потери давления на участке h/l, даПа/м	Потери давления на участке $H_{тр}$, даПа
1–2	350	662,5	200	0,12	42
2–3	300	400	150	0,11	33
3–4	350	87,5	100	0,095	33,3
					$\sum H_{тр} = 108{,}3$
2–5	200	50	70	0,3	60
3–6	300	75	100	0,075	22,5

Алгоритм расчета

1. Ориентируясь по средней удельной потере давления и расчетным расходам газа на участках, по номограмме подбираем диаметры газопроводов на участках сети.

2. Для выбранных диаметров газопроводов на участках по той же номограмме определяем действительные удельные потери давления.

3. Умножая действительные потери давления на участках на длину этих участков, определяем действительные потери давления на участках.

4. Суммируем потери давления на участках основной магистрали и результат сравниваем с принятым расчетным перепадом давления. В случае недоиспользования или превышения расчетного перепада изменяем диаметр газопровода на одном или нескольких участках, чтобы свести невязку до величины не более 5 %. Изменения диаметров фиксируем в табл. 2.

5. Аналогично подбираем диаметры ответвлений от основной магистрали. При этом для каждого ответвления удельные потери давления находятся из соотношения

$$\Delta p_{\text{отв}} = H_{\text{отв}}/l_{\text{отв}},$$

где $H_{\text{отв}}$ – располагаемый напор для ответвления, определяемый как разность давления в точке ответвления и номинального давления у потребителя (200 даПа); $l_{\text{отв}}$ – длина ответвления, м.

Для ответвления 2–5 без учета незначительных потерь давления в местных сопротивлениях давление в точке 2 рассчитываем по формуле

$p_2 = p_{\text{ГРП}} - \Delta p_{\text{уд}1-2} l_{1-2} = 300 - 0{,}12 \cdot 350 = 258$ даПа.

Следовательно, располагаемый напор на участке 2–5

$H_{2-5} = p_2 - p_{\text{ном}} = 258 - 200 = 58$ даПа.

Средняя удельная потеря давления на этом участке

$\Delta p_{\text{уд}2-5} = H_{2-5} / l_{2-5} = 58/200 = 0{,}29$ даПа.

Аналогичный расчет делаем для ответвления 3–6:

$p_3 = p_{\text{ГРП}} - \left(\Delta p_{\text{уд}1-2} l_{1-2} + \Delta p_{\text{уд}2-3} l_{2-3}\right) = 300 - 0{,}12 \cdot 350 - 0{,}11 \cdot 300 = 225$ даПа.

$H_{3-6} = p_3 - p_{\text{ном}} = 225 - 200 = 25$ даПа.

$\Delta p_{\text{уд}3-6} = H_{3-6} / l_{3-6} = 25/300 = 0{,}067$ даПа.

На основании рассчитанных значений удельных потерь давления и расчетных расходов на обоих ответвлениях по номограммам (прил. 5–6) выбираем диаметры газопроводов для них и по действительным удельным потерям, соответствующим выбранным диаметрам ответвлений, определяем фактические потери давления на каждом из ответвлений.

Приложение 2

Расчет кольцевых газопроводов низкого давления

Разработать схему газоснабжения рабочего поселка, представленного генеральным планом на рис. 1, по указанным далее исходным данным.

Поселок снабжается газом Ставропольского месторождения через ГРС, расположенную в 500 м от него. Избыточное давление газа на выходе из ГРС – 0,3 МПа. Застройка поселка – 3- и 4-этажная с плотностью населения 350 чел./га. На территории поселка имеются сосредоточенные потребители газа: фабрика с расходом газа низкого давления 130 м^3/ч и котельная с расходом газа 500 м^3/ч. Поселок расположен в климатическом поясе с расчетной отопительной температурой наружного воздуха –20 °С. Расход газа на бытовые и коммунальные цели принять из расчета:

- на приготовление пищи и горячей воды для хозяйственных и санитарно-гигиенических нужд газ используют 80 % населения;
- бани посещает 20 % населения;
- столовыми и ресторанами пользуется 20 % населения;
- в больницах на 1000 жителей имеется 8 коек;
- механизированные прачечные обслуживают 30 % населения (при норме 100 кг сухого белья на 1 жителя в год);
- хлебозаводы выпекают на 1000 жителей 0,6 т/сут хлебобулочных изделий.

Отопление жилых и общественных зданий за счет местных отопительных установок на газе составляет 25 % от их общей кубатуры. При этом на одного жителя приходится 50 м^3 жилых зданий и 15 м^3 общественных.

Длины участков газопроводов, м: $l_{1-2} - 300$, $l_{2-3} - 200$, $l_{3-4} - 350$, $l_{4-5} - 300$, $l_{5-6} - 500$, $l_{6-7} - 500$, $l_{7-8} - 300$, $l_{8-9} - 150$, $l_{9-1} - 150$, $l_{2-10} - 100$, $l_{10-11} - 150$, $l_{11-6} - 500$, $l_{10-5} - 350$, $l_{8-11} - 150$.

Площади участков, га: А – 4, Б – 3, I – 7, II – 10, III – 5, IV – 8.

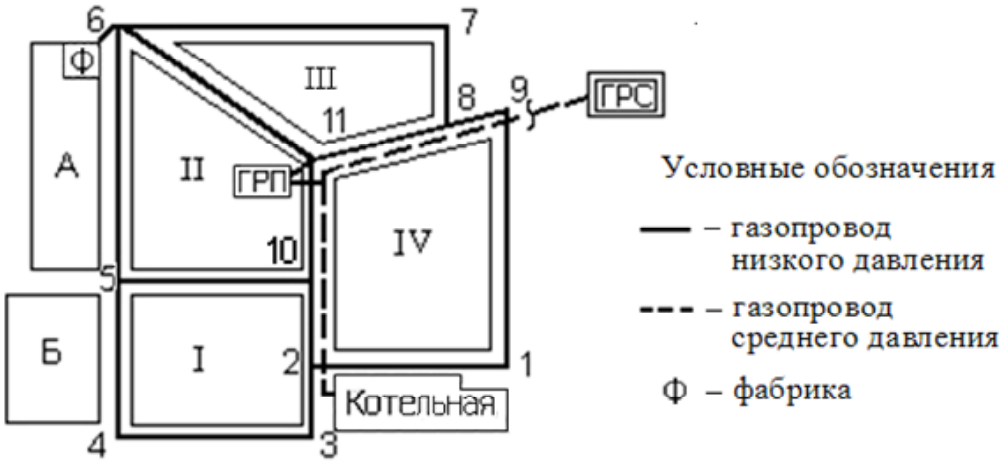


Рис. 1. Генплан

Решение

1. Определяем низшую теплоту сгорания исходного газа.

Химический состав горючей части ставропольского газа, % по объему: метан – 98,7; этан – 0,3; пропан – 0,1; бутан – 0,1. Плотность газа ρ = 0,73 кг/м^3.

$$Q_{\text{н}} = (35{,}88\text{CH}_4 + 64{,}3\text{C}_2\text{H}_6 + 93{,}18\text{C}_3\text{H}_8 + 123{,}5\text{C}_4\text{H}_{10})0{,}01 =$$

$$= (35{,}88 \cdot 98{,}7 + 64{,}3 \cdot 0{,}33 + 93{,}18 \cdot 0{,}12 + 123{,}5 \cdot 0{,}04)0{,}01 = 35{,}841 \text{ МДж/м}^3.$$

2. Определяем численность населения *N,* чел., которая зависит от площади поселка и плотности населения (п. 3.2 данного пособия).

В нашем случае $N = (7 + 10 + 5 + 8 + 3 + 4)350 = 12\,950$ чел.

Примечание. При неоднородной застройке численность населения подсчитывается по плотности населения в отдельных районах или кварталах.

3. Определяем годовую потребность газа в тепловых единицах по нормам расхода, указанным в СП 42-101–2003.

На приготовление пищи и горячей воды для хозяйственных и санитарно-гигиенических нужд расход

$$Q_{\text{быт}} = 12\,950 \cdot 0{,}8 \cdot 10\,000 = 103{,}6 \cdot 10^6 \text{ МДж/год.}$$

Расход газа на бани определяем, предусматривая еженедельное посещение их каждым посетителем, т. е. из расчета 52 помывок на 1 чел. в год:

$$Q_{\text{б}} = 12\,950 \cdot 0{,}20 \cdot 52 \cdot 40 = 5{,}4 \cdot 10^6 \text{ МДж/год.}$$

На столовые и рестораны расход газа

$$Q_{\text{ст}} = 12\,950 \cdot 0{,}2(4{,}2 + 2{,}1)365 = 5{,}96 \cdot 10^6 \text{ МДж/год.}$$

На больницы расход газа определяем из расчета расхода на приготовление пищи и горячей воды для хозяйственно-бытовых нужд и лечебные процедуры:

$$Q_{\text{бол}} = \frac{12\,950}{1000}8(3200 + 9200) = 1{,}28 \cdot 10^6 \text{ МДж/год.}$$

На механизированные прачечные расход

$$Q_{\text{пр}} = \frac{12\,950 \cdot 0{,}3 \cdot 100}{1000}18\,800 = 7{,}3 \cdot 10^6 \text{ МДж/год.}$$

На хлебозаводы расход газа определяем, принимая, что выпекается хлеба формового 0,3, батонов, булок и сдобы – 0,2 и кондитерских изделий – 0,1 т/сут на 1000 жителей:

$$Q_{\text{хл.ф}} = \frac{12\,950 \cdot 0{,}3}{1000}365 \cdot 2500 = 3{,}55 \cdot 10^6 \text{ МДж/год;}$$

$$Q_{\text{бул}} = \frac{12\,950 \cdot 0{,}2}{1000} \cdot 365 \cdot 5450 = 5{,}15 \cdot 10^6 \text{ МДж/год};$$

$$Q_{\text{конд.изд}} = \frac{12\,950 \cdot 0{,}1}{1000} 365 \cdot 7750 = 3{,}66 \cdot 10^6 \text{ МДж/год.}$$

$$\text{Итого } Q_{\text{хл}} = (3{,}55 + 5{,}15 + 3{,}66)10^6 = 12{,}36 \cdot 10^6 \text{ МДж/год.}$$

Расход газа на бытовые и коммунальные нужды в итоге можно записать в виде табл. 1.

Таблица 1

Годовые расходы газа

Годовые расходы газа	Значение, МДж/год
$Q_{\text{быт}}$	$103{,}6 \cdot 10^6$
$Q_{\text{б}}$	$5{,}4 \cdot 10^6$
$Q_{\text{ст}}$	$5{,}96 \cdot 10^6$
$Q_{\text{бол}}$	$1{,}28 \cdot 10^6$
$Q_{\text{пр}}$	$7{,}3 \cdot 10^6$
$Q_{\text{хл}}$	$12{,}36 \cdot 10^6$
Всего	$135{,}9 \cdot 10^6$

Расход газа на мелкие коммунально-бытовые предприятия (ателье, мастерские, аптеки и пр.) принимаем в размере 5 % от расхода на жилые здания, т. е.

$$Q_{\text{м.кб}} = 0{,}05 \cdot 103{,}6 \cdot 10^6 = 0{,}518 \cdot 10^6 \text{ МДж/год.}$$

Тогда

$$Q_{\text{общ}} = 135{,}9 \cdot 10^6 + 0{,}51 \cdot 10^6 = 136{,}41 \cdot 10^6 \text{ МДж/год.}$$

4. Расчетный часовой расход газа на бытовые и коммунальные нужды определяется по формуле

$$V_{\text{ком}} = k_{\text{m}} V_{\text{год}},$$

где k_{m} – коэффициент часового максимума, определяется по табл. 11 данного пособия.

По табл. 11 принимаем ближайшее к расчетной численности населения значение коэффициента часового максимума $k_{\text{m}} = 1/2200$.

Расход газа на бытовые и коммунальные нужды при переводе из тепловых единиц в объем исходного газа

$$V_{\text{год}} = Q_{\text{общ}} / Q_{\text{н}} = 149{,}5 \cdot 10^9 / 35\,841 = 4{,}17 \cdot 10^6 \text{ м}^3\text{/год.}$$

Тогда $V_{\text{ком}} = 4{,}17 \cdot 10^6 / 2200 = 1923$ м^3/ч.

5. Определяем расчетный часовой расход газа на отопление жилых и общественных зданий. В нашем случае на основании исходных данных общий объем отапливаемых зданий, м^3:

- жилых $V_{\text{ж}} = 12\,950 \cdot 50 \approx 650\,000$ м^3;
- общественных $V_{\text{общ}} = 12\,950 \cdot 15 \approx 194\,000$ м^3.

Принимаем согласно СНиП 2.04.05–91* расчетную температуру воздуха внутри зданий, °С: жилых – 18; общественных – 16. Средняя тепловая характеристика отапливаемых зданий $q_{\text{ср}} = 1{,}09$ кДж/(м$^3 \cdot$ ч $\cdot$ °С) принимается по табл. 18.

Принимаем КПД отопительных установок $\eta_{\text{от.уст}} = 0{,}75$.

Согласно заданию установками на газовом топливе в поселке отапливается 25 % помещений:

$$V_{\text{от.ж}} = 650\,000 \cdot 0{,}25 = 162\,500 \text{ м}^3;$$

$$V_{\text{от.общ}} = 194\,000 \cdot 0{,}25 = 48\,500 \text{ м}^3.$$

Расчетный часовой расход газа на отопление определяется по формуле

$$V_{\text{р.от}} = \frac{q_0 (t_{\text{вн}} - t_{\text{н.ср.от}}) V_{\text{н}}}{Q_{\text{н}} \eta},$$

где q_0 – удельная отопительная характеристика здания, кДж/(м^3 · ч · °С); $t_{\text{вн}}$ – средняя расчетная температура внутреннего воздуха, °С; $t_{\text{н.ср.от}}$ – средняя температура наружного воздуха за отопительный период, °С; $V_{\text{н}}$ – наружный строительный объем отапливаемого здания, м^3; $Q_{\text{н}}$ – низшая теплота сгорания газа, Дж/м^3.

$$V_{\text{р.от}} = \frac{0{,}35 \cdot 4{,}187\left[162\,500(18-(-20)) + 48\,500(16-(-20))\right]}{35\,841 \cdot 0{,}75} = 432 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Ввиду ограниченного числа больших общественных зданий в поселке расход тепла на вентиляцию их не учитываем.

6. Общий расчетный часовой расход газа на бытовые и коммунальные нужды с учетом отопления $V_{\text{ч}} = 1923 + 432 = 2355$ м^3/ч. Считая этот расход равномерно распределенным по всей площади застройки поселка, принимаем удельный расход газа на единицу площади застройки

$$V_{\text{уд.}f} = 2355 / 37 = 63{,}65 \text{ м}^3/(\text{ч} \cdot \text{га}).$$

7. Наносим на генплан поселка схему газовых сетей и замеряем длины расчетных участков. Принимаем для поселка кольцевую сеть низкого и тупиковую среднего давления. К сети низкого давления подключаем сосредоточенную нагрузку фабрики, а к сети среднего давления – сосредоточенную нагрузку завода. Площади А и Б рассматриваем как прилегающие к газопроводу низкого давления и не окольцовываем.

8. Расход газа по отдельным кольцам находим по формуле

$$V_{\text{к}} = F_n V_{\text{уд.}f}.$$

Для кольца I $V_{\text{I}} = F_{\text{I}} V_{\text{уд.}f} = 7 \cdot 63{,}65 = 446$ м^3/ч; для кольца II $V_{\text{II}} = 10 \cdot 63{,}65 = 636$ м^3/ч; для площади А $V_{\text{А}} = 4 \cdot 63{,}65 = 255$ м^3/ч и т. д.

Итоги можно записать в виде табл. 2.

Таблица 2

Расход газа по отдельным кольцам

Кольца и площади вне колец	I	II	III	IV	А	Б
Расход газа, м^3/ч	446	636	318	509	255	191

Общий расход газа – 2355 м^3/ч.

9. Определяем удельные расходы газа на единицу длины периметра каждого кольца от равномерно распределенной нагрузки.

Для кольца I $V_{\text{уд}l\,\text{I}} = V_{\text{I}} / l_{\text{I}} = 446 / 1300 = 0{,}343$ м^3/(ч · м); для кольца II $V_{\text{уд}l\,\text{II}} = V_{\text{II}} / l_{\text{II}} = 636 / 1500 = 0{,}424$ м^3/(ч · м) и т. д.

Удельные расходы газа по длине газопроводов представлены в табл. 3.

Таблица 3

Удельные расходы газа

Кольца	I	II	III	IV
Удельный расход, $м^3/(ч \cdot м)$	0,343	0,424	0,219	0,424

10. Определяем путевые расходы газа на участках сети. При этом необходимо учитывать односторонний и двусторонний разбор газа на участке. Для окольцованных кварталов этот расход определяется по удельным расходам в кольцах, в которые заключены кварталы, а расход газа на прилегающие площади прибавляется целиком к путевому расходу газа на участке сети, к которому прилегает данная площадь.

Для участка 1–2 $V_{п\,1-2} = l_{1-2}V_{уд\,IV} = 300 \cdot 0{,}424 = 127{,}2$ м^3/ч; для участка 2–10 $V_{п\,2-10} = l_{2-10}(V_{уд\,IV} + V_{уд\,I}) = 100\,(0{,}424 + 0{,}343) = 76{,}7$ м^3/ч; для участка 5–6 $V_{п\,5-6} = l_{5-6}(V_{уд\,II} + V_A) = 500 \cdot 0{,}424 + 255 = 467$ м^3/ч и т. д.

В итоге можно записать путевые расходы в виде табл. 4.

Таблица 4

Путевые расходы

Участок	Путевой расход, $м^3/ч$	Участок	Путевой расход, $м^3/ч$
1–2	127,2	8–9	63,6
2–3	68,6	9–1	148,4
3–4	120,1	2–10	76,7
4–5	293,9	10–5	268,5
5–6	467,0	10–11	127,2
6–7	109,5	11–8	96,5
7–8	65,7	11–6	321,5

Сумма путевых расходов по всем участкам

$$\sum V_п = 2354\ м^3/ч.$$

Поскольку $V_ч = 2355$ м^3/ч, то погрешность в расчетах $\delta = 2355 - 2354 = 1$ м^3/ч, или около 0,04 %, что допустимо. При погрешности более 5 % следует устранить неточности в расчетах.

11. Определяем узловые расходы газа.

Для узла 1 $V_{уз\,1} = 0{,}5\,(V_{п\,1-2} + V_{п\,1-9}) = 0{,}5(127{,}2 + 148{,}4) = 137{,}8$ м^3/ч; для узла 2 $V_{уз\,2} = 0{,}5(V_{п\,1-2} + V_{п\,2-3} + V_{п\,2-10}) = 0{,}5(127{,}2 + 68{,}6 + 76{,}7) = 136{,}3$ м^3/ч; для узла 6 $V_{уз\,6} = 0{,}5\big(V_{п\,5-6} + V_{п\,7-6} + V_{п\,11-6}\big) + V_ф = 0{,}5(467 + 109{,}5 + 321{,}5) + 130 = 579$ м^3/ч и т. д. Результаты вычислений представим в виде табл. 5.

Таблица 5

Узловые расходы

Узел	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Узловой расход, $м^3/ч$	137,8	136,3	94,4	207,0	514,7	579,0	87,6	112,9	106,0	236,2	272,7

Сумма узловых расходов $\sum V_{уз} = 2484{,}6$ $м^3/ч$.

За вычетом сосредоточенного расхода $V_ф = 130$ $м^3/ч$ сумма расходов равномерно распределенных нагрузок равна 2354,6 $м^3/ч$, т. е. по отношению к $V_ч = 2355$ $м^3/ч$ погрешность составила 0,4 $м^3/ч$, или менее 1 %, что допустимо.

12. Вычерчиваем расчетную схему газопроводов и намечаем желаемые направления потоков газа (рис. 2).

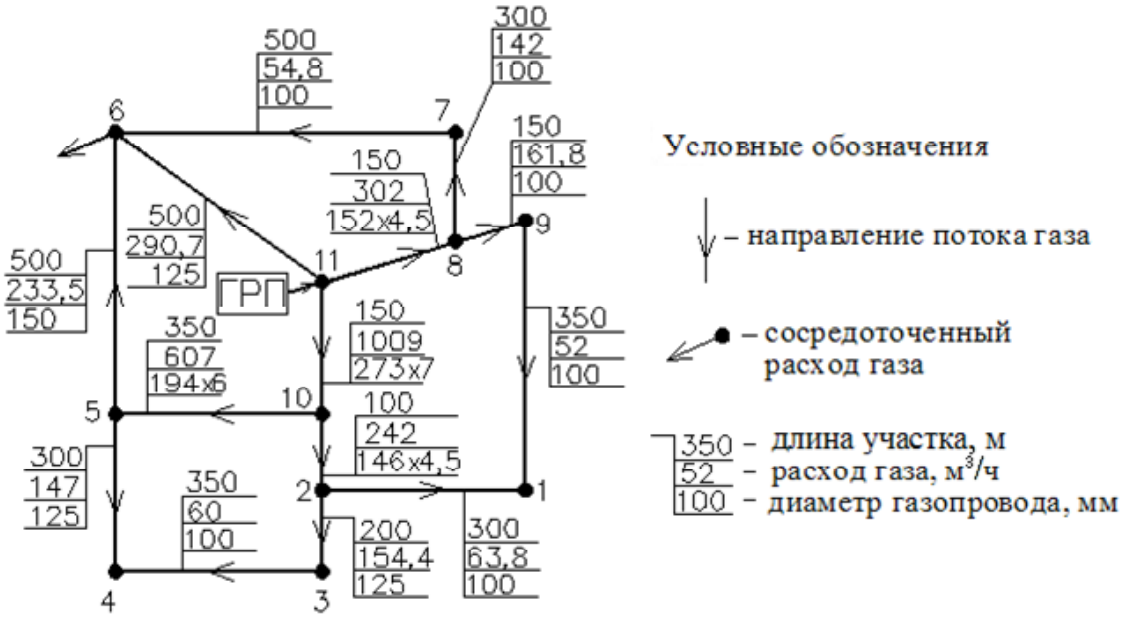


Рис. 2. Расчетная схема газовой сети низкого давления

На схеме намечаем сначала главные направления потоков газа от ГРП к наиболее удаленным точкам поселка и обозначаем их стрелками. При этом следует стремиться обеспечить подвод газа к потребителям в дальних точках минимум по двум наикратчайшим направлениям. Затем намечаем вспомогательные направления потоков газа, чтобы обеспечить продвижение газа от ГРП к периферии. Далее на схеме отмечаем так называемые нулевые точки, или точки схода потоков, т. е. узлы, в которых потоки газа сходятся, а выходящих расходов нет, кроме сосредоточенных, если они имеются в узле. Желательно, чтобы в кольцах длина участков с «положительными» (по часовой стрелке) направлениями потоков газа была примерно равна длине участков с «отрицательными» (против часовой стрелки) направлениями потоков газа, т. е. чтобы кольца были «равноплечные». Этим условиям наиболее отвечают направления потоков газа, показанные на рис. 2.

13. Вычисляем расчетные расходы газа на участках, составляя для этого уравнения равновесия каждого узла. Если в уравнении равновесия узла неизвестны несколько расходов, то неизвестными расходами, за исключением одного, задаются, а один вычисляют.

Величины расходов, которыми задаются, могут быть приняты произвольно, но они

должны быть не менее половины путевых расходов для соответствующих участков. Если же расход, которым задаются, помимо путевого включает и транзитный расход, то он должен быть учтен, т. е. в таком случае надо задаваться расходом $V_{\text{р}i} \geq 0{,}5V_{\text{п}} + V_{\text{т}}$.

Для удобства вычислений расчетных расходов по участкам на расчетную схему следует нанести узловые расходы. Вычисления начинаем с дальних точек схода, которыми будут узлы 4,6 и 1. Для узла 4 условие равновесия выражается уравнением $V_{\text{р}3-4} + V_{\text{р}5-4} = V_{\text{уз}4}$.

Принимаем $V_{\text{р}3-4} = 0{,}5\,V_{\text{п}3-4} = 0{,}5 \cdot 120{,}1 = 60$ м^3/ч. Тогда $V_{\text{р}5-4} = V_{\text{уз}4} - V_{\text{р}3-4}$ = 207 – – 60 = 147 м^3/ч. Вычисление расчетных расходов ведем в табличной форме (табл. 6).

Таблица 6

Определение расчетных расходов

Узел	Уравнение равновесия узла	Принятый расход газа $V_{\text{р}i}$, м^3/ч	Искомый расход газа на участке, м^3/ч
4	$V_{\text{р}3-4} + V_{\text{р}5-4} = V_{\text{уз}4}$	$V_{\text{р}3-4} = 60$	$V_{\text{р}5-4} = 207 - 60 = 147$
5	$V_{\text{р}5-10} - V_{\text{р}5-6} - V_{\text{р}5-4} = V_{\text{уз}5}$	$V_{\text{р}5-6} = 233{,}5$	$V_{\text{р}5-10} = 514{,}7 + 233{,}5 + 147 = 895{,}2$
6	$V_{\text{р}5-6} + V_{\text{р}11-6} + V_{\text{р}6-7} = V_{\text{уз}6}$	$V_{\text{р}6-7} = 54{,}8$	$V_{\text{р}11-6} = 579 - 54{,}8 - 233{,}5 = 290{,}7$
7	$V_{\text{р}7-8} - V_{\text{р}7-6} = V_{\text{уз}7}$	–	$V_{\text{р}7-8} = 87{,}6 + 54{,}8 = 142{,}4$
9	$V_{\text{р}8-9} - V_{\text{р}9-1} = V_{\text{уз}9}$	$V_{\text{р}9-1} = 74{,}2$	$V_{\text{р}8-9} = 87{,}6 + 74{,}2 = 161{,}8$
1	$V_{\text{р}2-1} - V_{\text{р}9-1} = V_{\text{уз}1}$	–	$V_{\text{р}2-1} = 137{,}8 - 74{,}2 = 63{,}6$
3	$V_{\text{р}2-3} - V_{\text{р}3-4} = V_{\text{уз}3}$	–	$V_{\text{р}2-3} = 94{,}4 + 60 = 154{,}4$
2	$V_{\text{р}10-2} - V_{\text{р}2-1} - V_{\text{р}2-3} = V_{\text{уз}2}$	–	$V_{\text{р}10-2} = 136{,}3 + 63{,}6 + 154{,}4 = 354{,}3$
10	$V_{\text{р}11-10} - V_{\text{р}10-5} - V_{\text{р}10-2} = V_{\text{уз}10}$	–	$V_{\text{р}11-10} = 236{,}2 + 895{,}2 + 354{,}3 = 1485{,}7$
8	$V_{\text{р}11-8} - V_{\text{р}8-7} - V_{\text{р}8-9} = V_{\text{уз}8}$	–	$V_{\text{р}11-8} = 112{,}9 + 142{,}4 + 161{,}8 = 417{,}1$
11	$V_{\text{р ГРП}} - V_{\text{р}11-6} - V_{\text{р}11-8} - V_{\text{р}11-10} = V_{\text{уз}11}$	–	$V_{\text{р ГРП}} = 272{,}7 + 290{,}7 + 417{,}1 + 1485{,}7 = 2466{,}2$

По балансу в узле 11, т. е. у ГРП, проверяем правильность расчета:

$\Delta V_{\text{погр}} = 2466{,}2 - (2355 + 130) = 18{,}8$ м^3/ч, т. е. погрешность менее 1 %, что допустимо.

Расчетные расходы газа на участках нанесем на расчетную схему, а также запишем в виде табл. 7.

Таблица 7

Расчетные расходы газа на участках сети

Участок	Расчетный расход, $м^3/ч$	Участок	Расчетный расход, $м^3/ч$
1–2	63,6	8–9	161,8
2–3	154,4	9–1	74,2
3–4	60,0	2–10	354,3
4–5	147,0	10–5	895,2
5–6	233,5	10–11	1485,7
6–7	54,8	11–8	417,1
7–8	142,4	11–6	290,7

14. Для гидравлического расчета сети вычисляем удельные потери давления на единицу длины газопроводов в различных направлениях от ГРП до самых удаленных точек – точек схода.

Принимаем согласно [11] давление газа на выходе из ГРП равным 300 даПа, а перепад давления в наружных распределительных газопроводах – 120 даПа. Перепад давления в газопроводах от ГРП до дальних точек схода должен максимально приближаться к 120 даПа, но не превышать этой величины.

Удельная потеря давления но направлению ГРП–11–10–2–3–4

$$\Delta p_{11-3-4} = H / \Sigma l_i = H /(l_{11-10} + l_{10-2} + l_{2-3} + l_{3-4}) = 120 / (150 + 100 + 200 + 350) = 0{,}15 \text{ даПа/м}.$$

Потери давления на участках этого направления:

$H_{11-10} = \Delta p_{11-3-4}\, l_{11-10} = 0{,}15 \cdot 150 = 22{,}5$ даПа;

$H_{10-2} = \Delta p_{11-3-4}\, l_{10-2} = 0{,}15 \cdot 100 = 15$ даПа;

$H_{2-3} = \Delta p_{11-3-4}\, l_{2-3} = 0{,}15 \cdot 200 = 30$ даПа;

$H_{3-4} = \Delta p_{11-3-4}\, l_{3-4} = 0{,}15 \cdot 350 = 52{,}5$ даПа.

Потерю давления на тех участках, которые при расчете попадают повторно, надо принимать по направлению с меньшим значением *H,* так как эти участки обслуживают несколько колец, являются ответственными и должны выполняться из труб большего диаметра. При определении удельных потерь давления на последующих направлениях из общего располагаемого перепада давления необходимо вычесть потери давления на участках, вошедших в одно из предыдущих направлений, т. е. для таких участков удельные потери давления

$$\Delta p = (H - \Sigma H_i)/(\Sigma l - \Sigma l_i),$$

где H – общий перепад давления (120 даПа); ΣH_i – сумма потерь давления на участках, рассчитанных по предыдущим направлениям; Σl – сумма длин участков рассчитываемого направления; Σl_i – сумма длин участков, рассчитанных по предыдущим направлениям.

$\Delta p_{11-5-4} = (H - H_{11-10})/(l_{10-5} + l_{5-4}) = (120 - 22{,}5)/(350 + 300) = 0{,}15$ даПа.

Потери давления на участках этого направления, даПа:

$H_{11-10} = 22{,}5$ (определены ранее);

$H_{10-5} = \Delta p_{11-5-4}\, l_{10-5} = 0{,}15 \cdot 350 = 52{,}5$;

$H_{5-4} = \Delta p_{11-5-4}\, l_{5-4} = 0{,}15 \cdot 300 = 45$.

Удельные потери давления по направлению ГРП–11–10–5–6

$\Delta p_{11-5-6} = (H - (H_{11-10} + H_{10-5}))/l_{5-6} = (120 - 22{,}5 - 52{,}5)/500 = 0{,}09$ даПа.

Потери давления на участках этого направления, даПа:

$H_{11-10} = 22{,}5$;

$H_{10-5} = 52{,}5;$

$H_{5-6} = \Delta p_{11-5-6} l_{5-6} = 0{,}09 \cdot 500 = 45.$

Удельные потери давления по направлению ГРП–11–6

$\Delta p_{11-6} = H / l_{11-6} = 120 / 500 = 0{,}24$ даПа.

Потери давления на участке 11–6

$$H_{11-6} = \Delta p_{11-6} l_{11-6} = 0{,}24 \cdot 500 = 120 \text{ даПа}.$$

Удельная потеря давления по направлению ГРП–11–8–7–6

$$\Delta p_{11-7-6} = H /(l_{11-8} + l_{8-7} + l_{7-6}) = 120/(150 + 300 + 500) = 0{,}127 \text{ даПа}.$$

Потери давления на участках этого направления, даПа:

$H_{11-8} = \Delta p_{11-7-6} l_{11-8} = 0{,}127 \cdot 150 = 19;$

$H_{8-7} = \Delta p_{11-7-6} l_{8-7} = 0{,}127 \cdot 300 = 38;$

$H_{7-6} = \Delta p_{11-7-6} l_{7-6} = 0{,}127 \cdot 500 = 63{,}5.$

Удельные потери давления по направлению ГРП–11–8–9–1

$\Delta p_{11-9-1} = (H - H_{11-8})/(l_{8-9} + l_{9-1}) = (120 - 19)/(150 + 350) = 0{,}20$ даПа.

Потери давления на участках этого направления, даПа:

$H_{11-8} = 19;$

$H_{8-9} = \Delta p_{11-9-1} l_{8-9} = 0{,}20 \cdot 150 = 30;$

$H_{9-1} = \Delta p_{11-9-1} l_{9-1} = 0{,}20 \cdot 350 = 70.$

Удельные потери давления по направлению ГРП–11–10–2–1

$\Delta p_{11-2-1} = (H - (H_{11-10} + H_{10-2}))/ l_{2-1} = (120 - 22{,}5 - 15)/ 300 = 0{,}275$ даПа.

Потери давления на участках этого направления, даПа:

$H_{11-10} = 22{,}5;$

$H_{10-2} = 15;$

$H_{2-1} = \Delta p_{11-2-1} l_{2-1} = 0{,}275 \cdot 300 = 82{,}5.$

Результаты вычислений удельных потерь давления на участках газовой сети запишем в виде табл. 8.

Таблица 8

Удельные потери давления

Участок	Удельные потери давления, даПа/м	Участок	Удельные потери давления, даПа/м
1–2	0,275	8–9	0,2
2–3	0,15	9–1	0,2
3–4	0,15	2–10	0,15
4–5	0,15	10–5	0,15
5–6	0,09	10–11	0,15
6–7	0,127	11–8	0,127
7–8	0,127	11–6	0,24

15. Далее по величинам удельных потерь напора и расчетных расходов на участках по рис. 2–5, прил. 7 или табл. 1 и 2 прил. 9 определяем предварительные диаметры участков газопроводной сети. По найденным диаметрам газопроводов на участках по тем же таблицам уточняем соответствующие им действительные удельные потери давления на трение. Умножая действительные удельные потери давления на длину участков, определяем действитель-

ные линейные потери давления на трение на каждом участке в целом. К линейным потерям давления на трение прибавляем потери давления в местных сопротивлениях, принимая их величину равной 10 % от линейных потерь на трение.

Таблица 9

Гидравлический расчет кольцевой сети низкого давления

№ участка	Длина участка, м		Среднее удельное падение давления, $h_{ср}$, даПа/м	$V_р$, м^3/ч	$D_у$, мм	Падение давления, даПа		$P_{уз}$, даПа
	L	$L_р$				$h_{уд}$ на 1 м	на участке $h_{ср}L_р$	
Кольцо I								
10–2	100	110	0,150	354,3	150	0,175	19,25	280,75
2–3	200	220	0,150	154,4	125	0,100	22,00	278,00
3–4	350	385	0,150	60,0	80	0,150	57,75	242,25
10–5	350	385	0,150	895,2	200	0,180	69,30	230,70
5–4	300	330	0,150	147,0	125	0,094	31,02	268,98
Невязка по полукольцам $\delta = \frac{(69,3+31,02)-(19,25+22+57,75)}{69,3+31,02}100 = 1,3\ \% < 10$								
Кольцо II								
11–10	150	165	0,150	1485,7	250	0,180	29,70	270,30
10–5	350	385	0,150	895,2	200	0,220	84,70	215,30
5–6	500	550	0,090	233,5	150	0,084	46,20	253,80
11–6	500	550	0,240	290,7	125	0,300	165,00	135,00
Невязка по полукольцам $\delta = \frac{165-160,6}{165}100 = 2,6\ \% < 10$								
Кольцо III								
11–6	500	550	0,240	290,7	125	0,300	165,00	135,00
11–8	150	165	0,127	417,1	150	0,225	37,13	262,87
8–7	300	330	0,127	142,4	100	0,240	79,20	271,29
7–6	500	550	0,127	54,8	80	0,110	60,50	231,25
Невязка по полукольцам $\delta = \frac{176,83-165}{176,83}100 = 6,5\ \% < 10$								
Кольцо IV								
11–8	150	165	0,127	417,1	150	0,225	37,13	262,87
8–9	150	165	0,200	161,8	100	0,290	47,85	250,50
9–1	150	165	0,200	74,2	80	0,160	26,40	271,12
11–10	150	165	0,150	1485,7	250	0,180	29,70	270,30
10–2	100	110	0,150	354,3	150	0,175	19,25	280,75
2–1	300	330	0,275	63,6	80	0,160	52,80	250,50
Невязка по полукольцам $\delta = \frac{111,38-101,75}{111,38}100 = 8,6\ \% < 10$								

Суммируя потери давления на участках полуколец, следим, чтобы невязка между суммарными потерями давления в полукольцах не превышала 10 % от наименьших потерь давления в полукольце. При невязке потерь давления более 10 % необходимо внести коррективы в ранее принятые расчеты и сделать увязку сети. Эта увязка может быть достигнута либо за счет переброски так называемых поправочных расходов с одного полукольца на другое, либо за счет изменения первоначально принятых диаметров на одном или нескольких участках полукольца.

Если участки полукольца, для которых изменены расходы или диаметры, являются общими и для смежных колец, то надо пересчитать все кольца.

После пересчета сумма приходов и расходов газа в каждом узле должна быть равна нулю. Метод изменения диаметров участков газопроводов обеспечивает ранее принятые нами желаемые распределения потоков газа, и поэтому воспользуемся им. Дальнейшие расчеты удобнее вести по форме табл. 9. Составлением таблицы и внесением в нее результатов расчетов увязка сети будет закончена и будут определены расчетом диаметры участков газопроводов. Их следует нанести на расчетную схему (см. рис. 2).

Приложение 3

Расчет кольцевых газопроводов среднего давления

Произвести гидравлический расчет кольцевой сети среднего давления со следующими исходными данными:

1) район застройки – Санкт-Петербург;

2) давление газа в точке А – 0,3 МПа;

3) расходы газа потребителями низкого и среднего давления представлены в табл. 1.

Таблица 1

Сводная таблица расходов газа потребителями низкого и среднего давления

Потребитель	Годовой расход тепла Q, МДж/год	Годовой расход газа V, $м^3$/год	Коэффициент часового максимума K_m	Расчетный расход газа $V_р$, $м^3$/ч
1. Прачечная	19 887 768	575 539,5	1/2900	198
2. Баня без ванны	22 003 488	636 767,1	1/2700	236
3. Общественное питание	19 993 554	578 600,9	1/2000	289
4. Учреждения здравоохранения (на приготовление пищи)	1 354 060,8	39 185,7	1/3000	13
5. Хлебозавод, пекарня	40 411 204,1	1 169 474,9	1/6000	195
6. Жилые дома	98 733 600	2 857 288,4	1/2018	1415,9
7. Мелкие предприятия торговли и бытового обслуживания населения	4 936 680	142 864,4	1/2018	70,8
8. Котельная	975 354 410	28 226 144,1	–	6248
	∑1 182 674 764,9	–	–	∑8594,9

Потребители низкого давления присоединены к сети с помощью квартальных шкафных газорегуляторных пунктов (ШРП).

Намечаем направление движения потоков газа по сети. Далее делим расход сети на два равных по нагрузке полукольца – получаем точку 0. При расчетах аварийных режимов эта точка будет разделять аварийное и рабочее полукольца, а участок 9–10 является резервной перемычкой.

Давление в точке А $P_{\text{н}}^{\text{абс}} = 0{,}3$ МПа.

Принимаем давление перед ШРП $P_{\text{к}}^{\text{абс}} = 0{,}1$ МПа.

Расчет кольцевой сети среднего давления производим при трех режимах работы:

1) аварийном режиме I, когда из работы выключен участок 3–14, газ движется против часовой стрелки (рис. 1);

2) аварийном режиме II, когда из работы выключен участок 3–4, газ движется по часовой стрелке (рис. 2);

3) нормальном режиме, когда часть потребителей питается по одной половине кольца, а другая часть по другой при 100%-ной нагрузке всех потребителей (рис. 3). Диаметры принимаем максимальные из расчета двух аварийных режимов.

Для каждого из трех режимов необходимо составить расчетную схему кольца, на которой указать всех потребителей, номера всех узлов и ответвлений, длины участков, а также определить и проставить на схеме расчетные расходы по участкам сети.

При аварийном режиме I расходы газа на отводах к потребителям в рабочем полукольце 3–6–9 принимаем равными 100 % от расчетных расходов потребителями: $V_{\text{ШРП7}} = 312{,}4$ м^3/ч, $V_{\text{Б}} = 236$ м^3/ч, …, $V_{\text{ШРП3}} = 191{,}4$ м^3/ч. На аварийном полукольце 3–12–10 расходы газа потребителями принимаются по методике, изложенной в п. 2.2 пособия с применением формулы (53). Для упрощения расчетов примем нагрузку от аварийного полукольца в размере 75 % от расчетных расходов потребителями: $V_{\text{ШРП8}} = 0{,}75 \cdot 86{,}8 = 65{,}1$ м^3/ч, $V_{\text{х.з}} = 146{,}3$ м^3/ч, …, $V_{\text{ШРП4}} = 120{,}8$ м^3/ч.

Далее определяем расходы газа по участкам, начиная с конца кольца, и наносим значения на расчетную схему:

$V_{14–13} = V_{\text{ШРП8}} = 0{,}75 \cdot 86{,}8 = 65{,}1$ м^3/ч;

$V_{13–12} = 65{,}1 + 146{,}3 = 211{,}4$ м^3/ч;

$V_{12–11} = 211{,}4 + 141{,}9 = 353{,}3$ м^3/ч;

$V_{11–10} = 353{,}3 + 358{,}6 = 711{,}9$ м^3/ч;

$V_{10–9} = 711{,}9 + 120{,}8 = 832{,}7$ м^3/ч;

$V_{9–8} = 832{,}7 + 191{,}4 = 1024{,}1$ м^3/ч;

$V_{8–7} = 1024{,}1 + 154{,}4 = 1178{,}5$ м^3/ч и т. д.

Результаты расчета сводим в табл. 2.

Таблица 2

Гидравлический расчет сети среднего давления

№ участка	Длина, км		$V_р$, м^3/ч	$D_у$, мм	A, МПа/км	$A \cdot L_р$, МПа	Давление на участке, МПа	
	L	$L_р = 1{,}1L$					$P_н$	$P_к = \sqrt{P_н^2 - A \cdot L_р}$
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Аварийный режим 1 (отказал участок 3–14)								
$A_{ср} = \frac{(0{,}3)^2 - (0{,}1)^2}{2{,}54} = 0{,}032$ МПа/км								
3–4	0,185	0,204	2069	250	0,066	0,013	0,300	0,277
4–5	0,230	0,253	1756,6	250	0,049	0,012	0,277	0,254
5–6	0,290	0,319	1520,6	250	0,043	0,014	0,254	0,225
6–7	0,148	0,163	1322,6	250	0,03	0,005	0,225	0,214
7–8	0,348	0,383	1178,1	250	0,026	0,01	0,214	0,189
8–9	0,195	0,215	1023,7	250	0,0185	0,004	0,189	0,178
9–10	0,350	0,385	832,3	200	0,036	0,014	0,178	0,133
10–11	0,025	0,028	671,2	200	0,025	0,0007	0,133	0,130
11–12	0,185	0,204	193,1	125	0,033	0,007	0,130	0,100
Аварийный режим 2 (отказал участок 3–4)								
$A_{ср} = \frac{(0{,}3)^2 - (0{,}1)^2}{2{,}44} = 0{,}033$ МПа/км								
3–14	0,098	0,108	2037,7	250	0,066	0,007	0,300	0,288
14–13	0,295	0,325	1950,9	250	0,062	0,020	0,288	0,251
13–12	0,053	0,058	1755,9	250	0,052	0,003	0,251	0,245
12–11	0,185	0,204	1566,7	250	0,044	0,009	0,245	0,226
11–10	0,025	0,028	1088,6	200	0,06	0,002	0,226	0,222
10–9	0,350	0,385	927,5	200	0,043	0,017	0,222	0,180
9–8	0,195	0,215	736,1	200	0,029	0,006	0,180	0,162
8–7	0,348	0,383	581,7	200	0,019	0,007	0,162	0,139
7–6	0,148	0,163	437,2	150	0,053	0,009	0,139	0,102
6–5	0,290	0,319	239,2	150	0,018	0,0001	0,102	0,102
Нормальный режим (полукольцо 1–3–4–9)								
$A_{ср} = \frac{(0{,}3)^2 - (0{,}1)^2}{2{,}57} = 0{,}031$ МПа/км								
1–2	0,785	0,864	8594,9	500	0,028	0,024	0,300	0,257
2–3	0,045	0,050	2346,9	300	0,032	0,0016	0,257	0,254
3–4	0,185	0,204	1236,7	250	0,028	0,0057	0,254	0,243
4–5	0,230	0,253	924,3	250	0,016	0,004	0,243	0,235
5–6	0,290	0,319	688,3	250	0,009	0,0029	0,235	0,229
6–7	0,148	0,163	490,3	250	0,005	0,0008	0,229	0,227
7–8	0,348	0,383	345,8	250	0,0025	0,001	0,227	0,225
8–9	0,195	0,215	191,4	250	0,001	0,0002	0,225	0,225
9–ШРП3	0,106	0,117	191,4	100	0,091	0,011	0,225	0,199

Окончание табл. 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Нормальный режим (полукольцо 1–3–14–10)								
$A_{ср} = \frac{(0,3)^2 - (0,1)^2}{1,71} = 0,047$ МПа/км								
1–2	0,785	0,864	8594,9	500	0,028	0,024	0,300	0,257
2–3	0,045	0,050	2346,9	300	0,032	0,0016	0,257	0,254
3–14	0,098	0,108	1110,2	250	0,022	0,0024	0,254	0,249
14–13	0,295	0,325	1023,4	250	0,019	0,0062	0,249	0,236
13–12	0,053	0,058	828,4	250	0,0125	0,0007	0,236	0,235
12–11	0,185	0,204	639,2	250	0,008	0,0016	0,235	0,232
11–10	0,025	0,028	161,1	200	0,002	0,00006	0,232	0,232
10–ШРП4	0,065	0,072	161,1	100	0,065	0,005	0,232	0,221
Расчет ответвлений								
2–К	0,054	0,059	6248	250	0,58	0,034	0,257	0,179
4–ШРП7	0,102	0,112	312,4	100	0,22	0,025	0,243	0,185
5–Б	0,052	0,057	236	80	0,32	0,018	0,235	0,193
6–Пр	0,067	0,074	198	70	0,55	0,041	0,229	0,107
7–ШРП1	0,120	0,132	144,5	70	0,3	0,04	0,227	0,107
8–ШРП2	0,216	0,238	154,4	80	0,15	0,036	0,225	0,121
9–ШРП3	0,106	0,117	191,4	80	0,23	0,027	0,225	0,154
10–ШРП4	0,071	0,078	161,1	70	0,36	0,028	0,232	0,161
11–ШРП5	0,106	0,117	478,1	125	0,153	0,018	0,232	0,189
12–ШРП6	0,252	0,277	189,2	100	0,09	0,025	0,235	0,174
13–Хл.з	0,054	0,059	195	70	0,55	0,032	0,236	0,154
14–ШРП8	0,16	0,176	86,8	70	0,12	0,02	0,249	0,205

Полукольцо 1–3–4–9: $\Delta P = P_н - P_к = 0,3 - 0,225 = 0,075$ МПа.

Полукольцо 1–3–14–10: $\Delta P = P_н - P_к = 0,3 - 0,232 = 0,068$ МПа.

Невязка

$$N = \frac{\Delta P_1 - \Delta P_2}{\Delta P_1} 100\ \% = \frac{0,075 - 0,068}{0,075} 100\ \% = 9,3\ \% < 10\ \%.$$

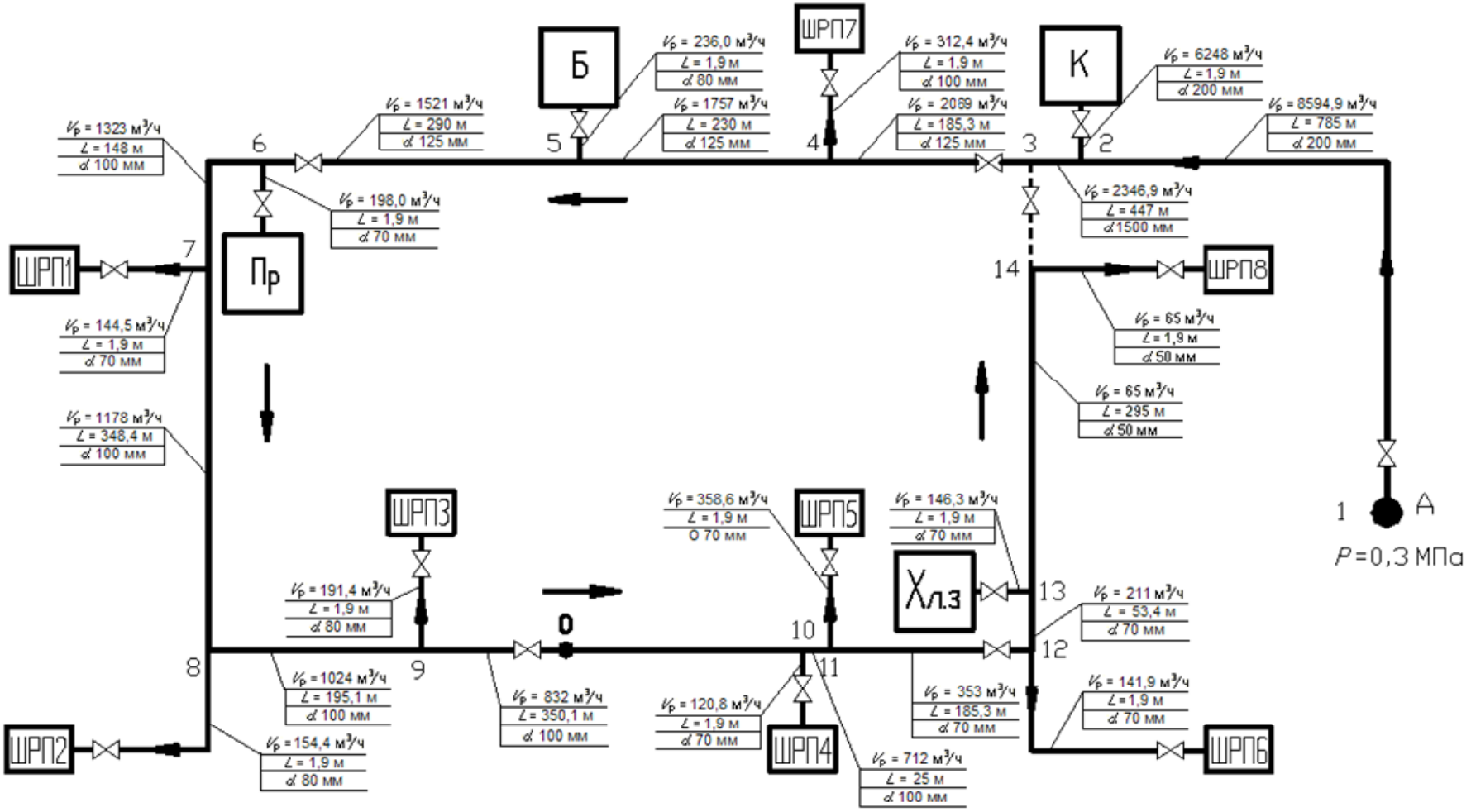


Рис. 1. Расчетная схема аварийного режима I

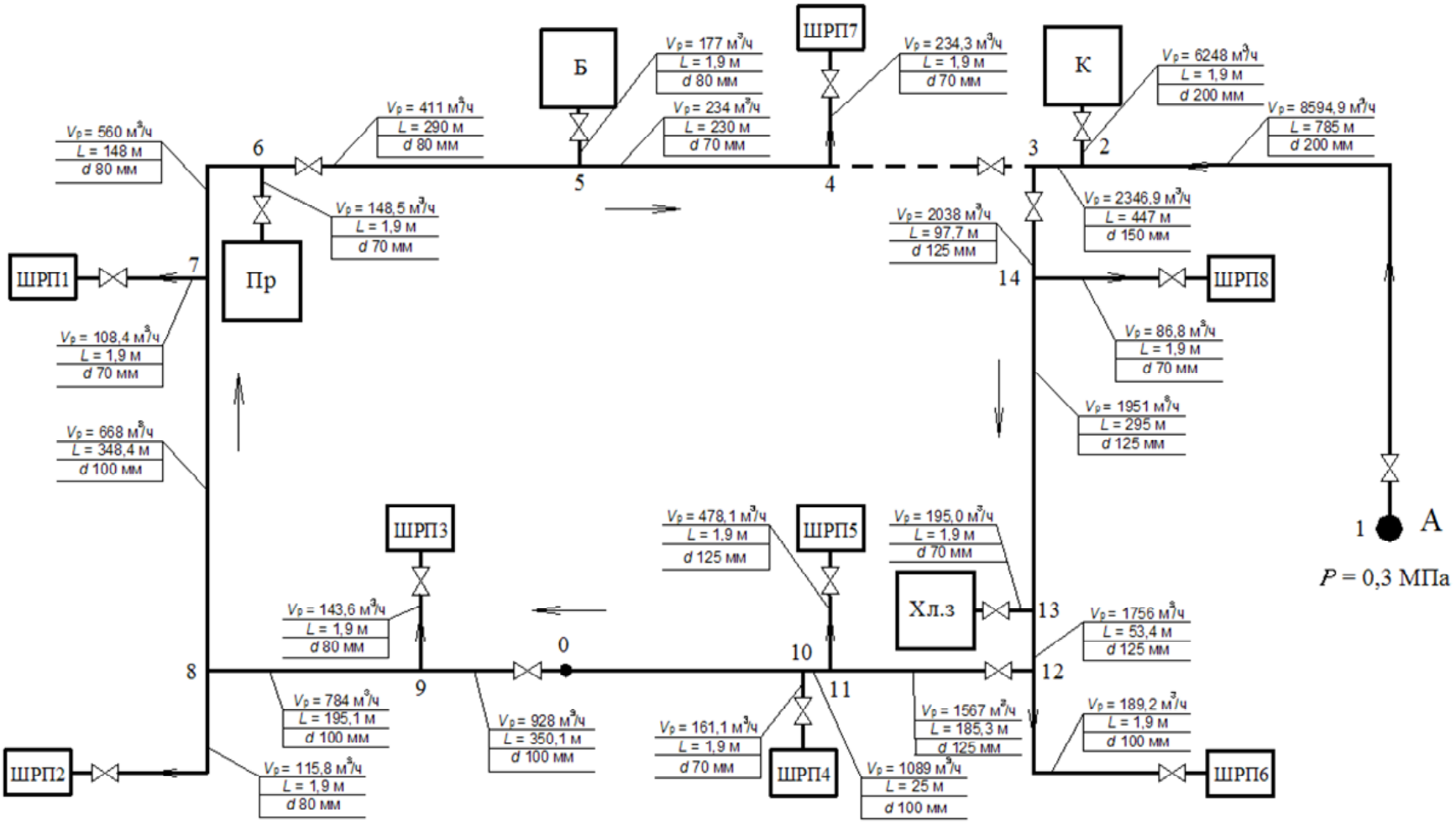


Рис. 2. Расчетная схема аварийного режима II

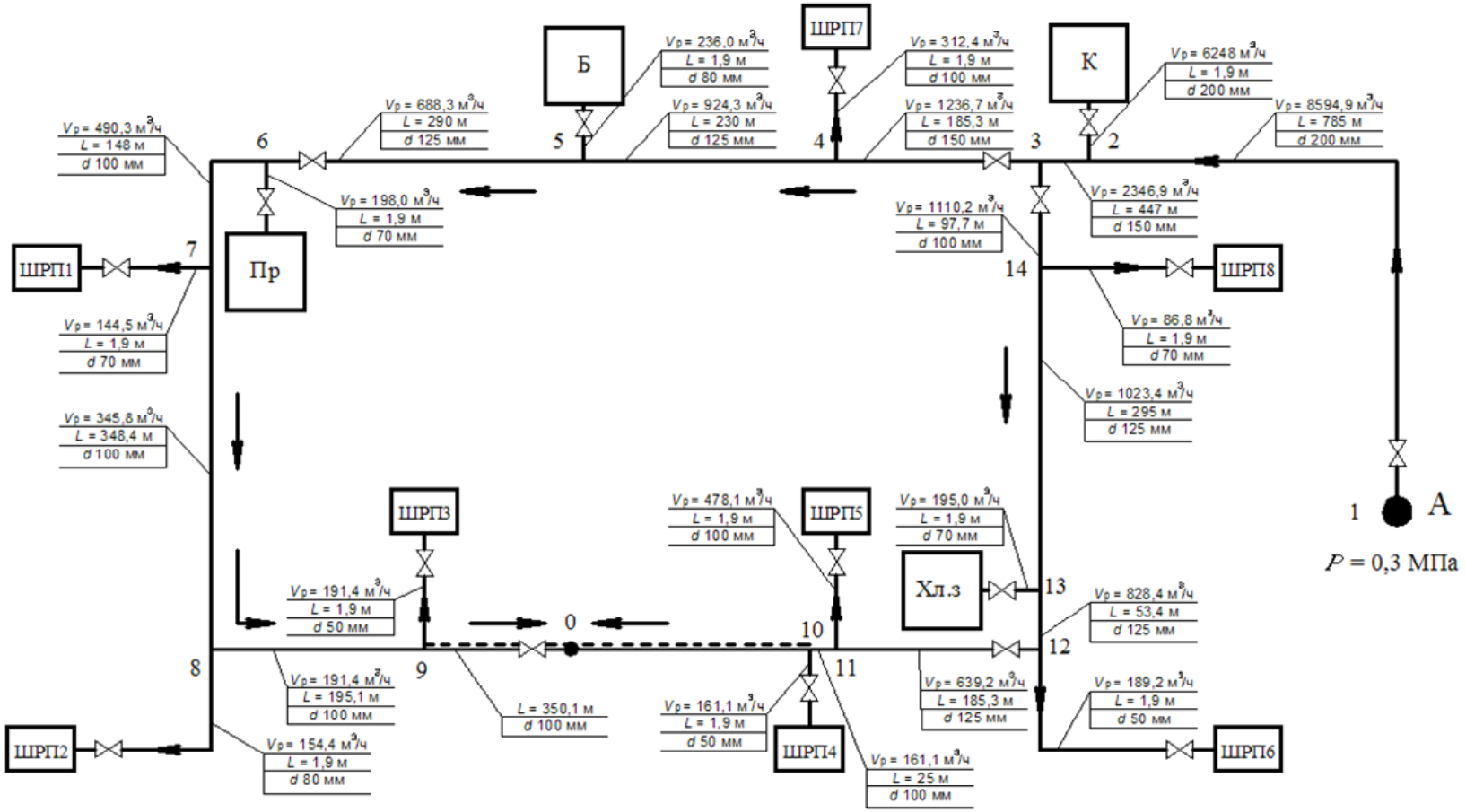


Рис. 3. Расчетная схема нормального режима

Приложение 4

Газоснабжение автономной котельной

Запроектировать систему снабжения природным газом встроенной котельной, предназначенной для производства тепла на нужды отопления административного здания, и систему удаления дымовых газов.

Здание находится в Санкт-Петербурге. План котельной показан на рис. 1. Снабжение осуществляется природным газом Северо-Уренгойского месторождения. Источник газоснабжения – шкафной газорегуляторный пункт, давление после ШРП – 4,4 кПа. Удаление дымовых газов осуществляется через существующую кирпичную дымовую трубу размером 410×410 мм и высотой 30 м.

Для определения расхода газа котельной необходимо произвести расчет теплопотерь отапливаемого здания по укрупненным показателям.

Ориентировочное значение теплопотерь, Вт, через ограждающие конструкции здания определяется при оценке нагрузок тепловых сетей:

$$Q_{\text{зд}} = aqV_{\text{н}}\left(t_{\text{в}} - t_{\text{н}}\right), \tag{1}$$

где a – коэффициент учета района строительства здания; q – удельная тепловая характеристика здания, кВт/(м^3 · °С); $V_{\text{н}}$ – объем отапливаемой части здания по наружному обмеру от поверхности земли, м^3; $V_{\text{н}}$ = 22 176 м^3; $t_{\text{в}}$ – температура воздуха в помещениях здания, $t_{\text{в}}$ = 18 °С; $t_{\text{н}}$ – расчетная температура наружного воздуха; для Санкт-Петербурга $t_{\text{н}}$ = –26 °С.

Коэффициент учета района строительства здания

$$a = 0{,}54 + \frac{22}{(t_{\text{в}} - t_{\text{н}})}. \tag{2}$$

$$a = 0{,}54 + \frac{22}{(18 + 25)} = 1{,}04.$$

$$Q_{\text{зд}} = 1{,}04 \cdot 0{,}58 \cdot 22\,176\left(18 + 25\right) = 580\,723 \text{ Вт}.$$

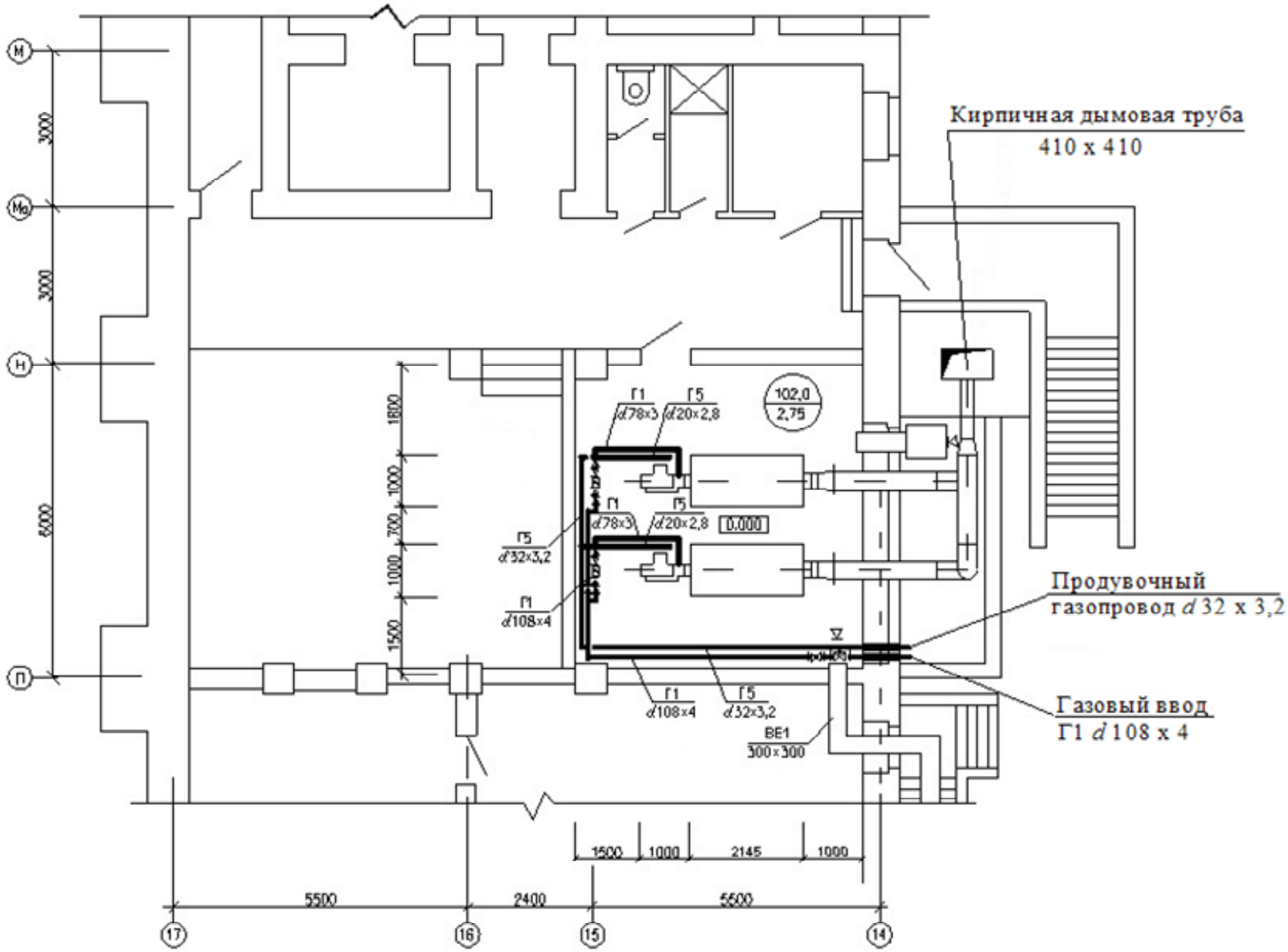


Рис. 1. План котельной административного здания

Для теплоснабжения административного здания принимаются два водогрейных котла (один резервный) «De Ditrich» с газовыми горелкамиWG 2-Z-L-N теплопроизводительностью 670 кВт.

Котлы оборудуются автоматикой регулирования и автоматикой безопасности, которая обеспечивает прекращение подачи газа при погасании пламени горелки, понижении или повышении давления газа в сети, отсутствии тяги, прекращении энергоснабжения, нарушении вентиляции. Для контроля над превышением предельно допустимых концентраций оксида углерода и метана в помещении котельной устанавливаются сигнализаторы загазованности. Расположение газопроводов в котельной более подробно показано на рис. 2.

Дымовые газы от котлов отводятся через проектируемые металлические газоходы от каждого котла и существующую дымовую трубу. Вентиляция котельной приточно-вытяжная с естественным побуждением, рассчитанная на трехкратный воздухообмен и воздух на горение.

Рабочее освещение производится светильниками с лампами накаливания, аварийное освещение электрическими фонарями с аккумуляторами или сухими элементами.

Гидравлический расчет газопроводов выполняется по методу расчета тупиковых сетей низкого давления.

Расход газа на котел, м^3/ч, определяется по формуле

$$Q_{\text{кот}} = \frac{3600\,Q}{Q_{\text{н}}^{\text{р}}\,\eta}, \tag{3}$$

где Q – теплопроизводительность котла, МВт; $Q_{\text{н}}^{\text{р}}$ – теплота сгорания газа, МДж/м^3; η – КПД котла.

По заданному составу газа определяется низшая теплота сгорания (прил. 2)

$$Q_{\text{н}}^{\text{р}} = 35{,}482 \text{ МДж/м}^3.$$

Дымовая труба котельной предназначена для удаления топочных дымовых газов и рассеивания вредных соединений, содержащихся в продуктах сгорания в атмосферном воздухе, с целью снижения их концентрации в атмосфере на уровне дыхания до необходимого значения. Дымовая труба создает естественную тягу, и движение газов происходит вследствие разности плотностей окружающего холодного воздуха и горячих продуктов сгорания.

Поступление воздуха в котел и дальнейшее движение продуктов сгорания по газовому тракту обеспечиваются естественной тягой в дымовой трубе. Весь газовый тракт и топка котла находятся под разрежением. Разрежение в топке, соответствующее ее сопротивлению, следует поддерживать для исключения возможности выхода продуктов сгорания в котельный зал через неплотности котла. В котел «De Ditrich» с газовой горелкой WG2-Z-L-N воздух подается принудительно с помощью дутьевого вентилятора, а суммарное сопротивление воздушного и газового трактов преодолевается давлением, создаваемым дутьевым вентилятором. Вентилятор поставляется в комплекте с горелкой.

Плотность газа при любых условиях

$$\rho_{\text{г}}^{\text{д.т}} = \rho_0^{\text{г}}\,\frac{273}{273 + \Theta_{\text{д.т}}^{\text{ср}}}, \tag{4}$$

где $\rho_0^{\text{г}}$ – плотность дымовых газов, кг/м^3, при средней температуре.

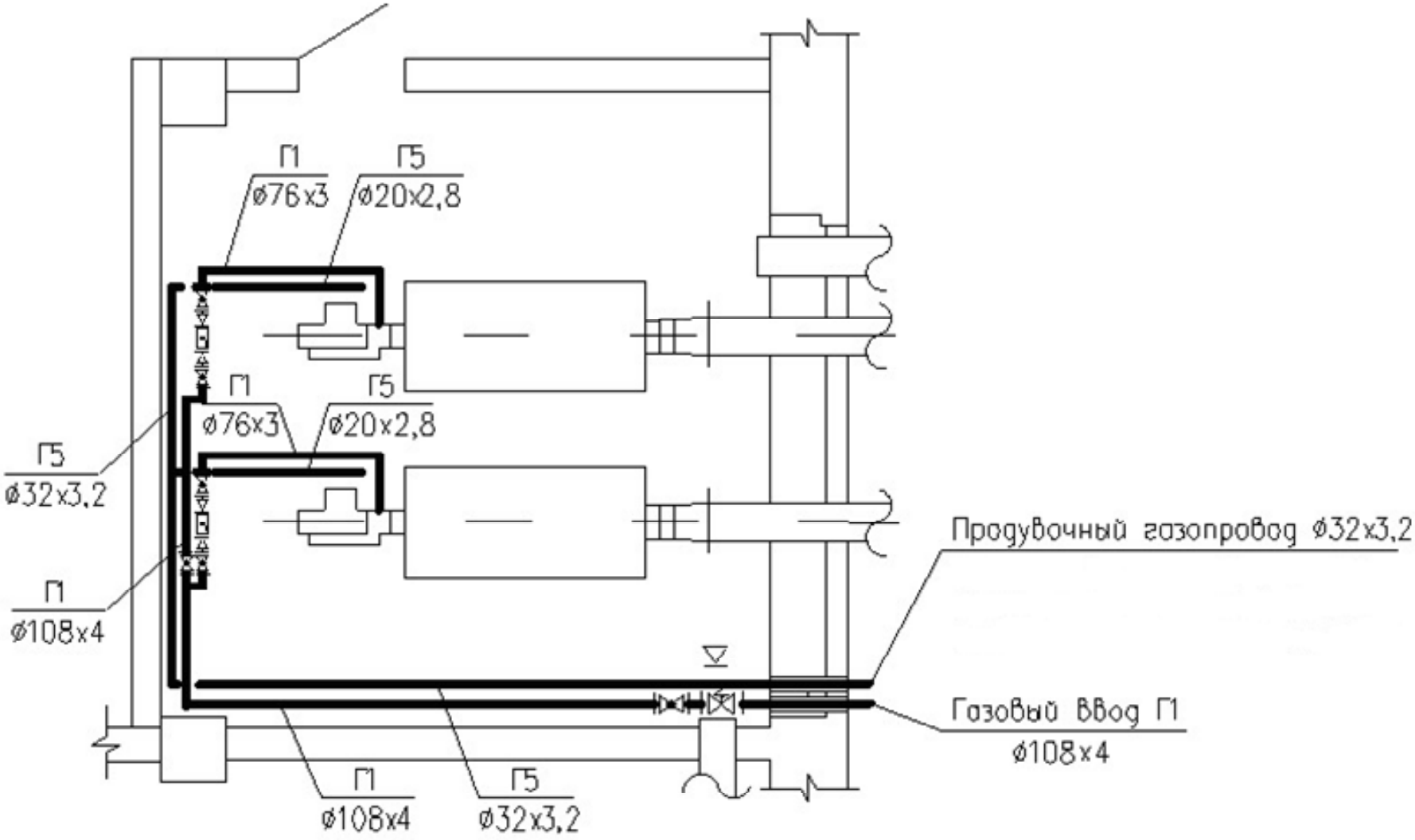


Рис. 2. Расположение газопроводов

$$\rho_0^{\text{г}} = j_{H_2O}\rho_{H_2O} + j_{RO_2}\rho_{RO_2} + j_{N_2}\rho_{N_2} + j_{O_2}\rho_{O_2}, \quad (5)$$

где j – доля компонента в составе газа.

$$j_{H_2O} = V_{H_2O} \Big/ V_{\text{г}}^0 = 2{,}037/11{,}04 = 0{,}184; \;\; j_{RO_2} = V_{RO_2} \Big/ V_{\text{г}}^0 = 1{,}04/11{,}04 = 0{,}094;$$

$$j_{N_2} = V_{N_2} \Big/ V_{\text{г}}^0 = 7{,}75/11{,}04 = 0{,}70; \;\; j_{O_2} = V_{O_2} \Big/ V_{\text{г}}^0 = 0{,}21/11{,}04 = 0{,}02;$$

$$\rho_0^{\text{г}} = 0{,}184 \cdot 0{,}8041 + 0{,}09 \cdot 1{,}977 + 0{,}70 \cdot 1{,}251 + 0{,}02 \cdot 1{,}43 = 1{,}22 \text{ кг/м}^3.$$

Аэродинамическое сопротивление котельной установки, Па, определяется по формуле

$$h_{\text{у}} = \Delta h_{\text{к}} + \Delta h_{\text{б}} + \Delta h_{\text{д.т}}. \quad (6)$$

Сопротивление котла «De Ditrich» составляет 68,8 Па. Значение потерь давления на данном участке тракта, Па, определяется как сумма потерь давления на трение и местные сопротивления:

$$\Delta P = (\lambda \frac{l}{d} + \sum\xi) \frac{\vartheta_{\text{ср}}^2 \rho_{\text{ср}}}{19{,}62}, \quad (7)$$

где λ – коэффициент гидравлического трения; $\sum\xi$ – сумма коэффициентов местных сопротивлений; $\rho_{\text{ср}}$ – средняя плотность дымовых газов, кг/м^3, определяемая по формуле (4); $\vartheta_{\text{ср}}$ – средняя скорость движения дымовых газов, м/с, определяемая по формуле

$$\vartheta_{\text{ср}} = V_{\text{п.с}}^{0'} \frac{273 + t_{\text{ср}}}{3600 F_{\text{ж.с}} \cdot 273}, \quad (8)$$

где $t_{\text{ср}}$ – средняя температура дымовых газов, °С, (принимается равной температуре уходящих газов $t_{\text{ух}}$ = 190 °С); $V_{\text{п.с}}^{0'}$ – объем продуктов сгорания при сжигании газа, м^3/ч, определяемый по формуле (9); $F_{\text{ж.с}}$ – площадь живого сечения тракта, м^2.

Объем продуктов сгорания, м^3/ч,

$$V_{\text{п.с}}^{0'} = V_{\text{г}}^0 Q_{\text{кот}}. \quad (9)$$

Площадь живого сечения газового тракта, м^2:

для круглого сечения

$$F_{\text{ж.с}} = \frac{\pi d^2}{4}; \quad (10)$$

для прямоугольного сечения

$$F_{\text{ж.с}} = 2d_{\text{э}}, \quad (11)$$

где $d_{\text{э}} = \frac{2ab}{a+b}$, a, b – размеры тракта, м.

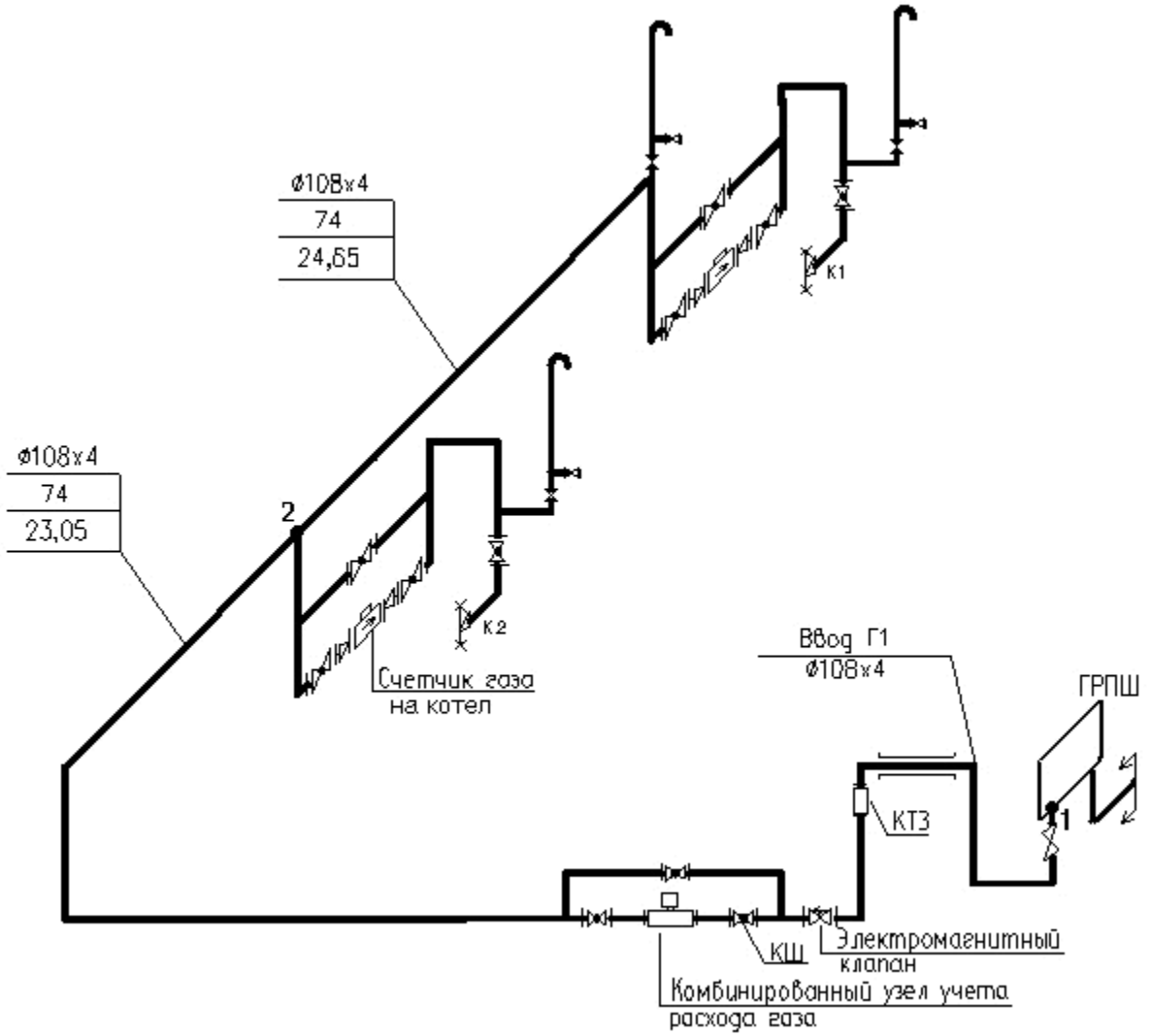


Рис. 3. Аксонометрическая схема газопроводов котельной административного здания

Расход газа на котел, м^3/ч, определяется по формуле (3):

$$Q_{\text{кот}} = \frac{0{,}67 \cdot 3600}{35{,}48 \cdot 0{,}86} = 79 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Расчетная длина внутренних газопроводов определяется по формуле (28) данного пособия.

Расчетная схема газопроводов приведена на рис. 2. Составляется ведомость местных сопротивлений (табл. 1).

Потери давления на трение определяются по номограмме для гидравлического расчета газопроводов низкого давления (прил. 6). Гидравлический расчет выполняется в двух режимах: при работе рабочего и резервного котла (табл. 2). Потери давления в газовом счетчике приняты в размере 260 Па.

Таблица 1

Ведомость местных сопротивлений

Наименование местных сопротивлений	Диаметр газопровода, мм	Количество местных сопротивлений	Коэффициент местного сопротивления	Сумма коэффициентов местных сопротивлений
Отвод 90°	100	13	1,1	14,3
Клапан электромагнитный газовый фланцевый	100	1	2	2
Кран шаровой фланцевый	100	5	2	10
				Σ КМС = 26,3

Таблица 2

Гидравлический расчет газопровода котельной

№ участка	Длина, м		Σξ	Расчетная длина $L_р$, м	Расход Q, м^3/ч	Диаметр $d \times \delta$, мм	Потери давления, Па	
	$l_д$	$l_э$					на 1 м	на весь участок
Работает котел 1								
1-К1	24,65	3,4	26,3	114,07	79	108×4	0,7	79,84
Счетчик газа ротационный								260
								Σ339,84
Работает котел 2								
1-К2	23,05	3,4	26,3	112,47	79	108×4	0,7	78,72
Счетчик газа ротационный								260
								Σ338,72

Давление перед горелкой составляет 4,1 кПа, что соответствует паспортным данным.

Далее производится расчет системы удаления продуктов сгорания. Расчет теоретического объема воздуха и продуктов сгорания производится по формулам

$$V_в^0 = 0{,}0476\left[2 \cdot 97{,}88 + 3{,}5 \cdot 0{,}82\right] = 9{,}46 \text{ м}^3/\text{м}^3,$$

$$V^0_{N_2} = 0{,}79 \cdot 9{,}46 + 0{,}01 \cdot 1{,}3 = 7{,}49 \text{ м}^3/\text{м}^3,$$

$$V_{RO_2} = 0{,}01(97{,}88 + 2 \cdot 0{,}82) = 1{,}00 \text{ м}^3/\text{м}^3,$$

$$V^0_{H_2O} = 0{,}01(2 \cdot 97{,}88 + 3 \cdot 0{,}82) = 1{,}98 \text{ м}^3/\text{м}^3,$$

$$V_{O_2} = 0{,}21(1{,}1 - 1)9{,}46 = 0{,}20 \text{ м}^3/\text{м}^3.$$

$$V^0_{\text{п.с}} = 7{,}49 + 1{,}00 + 1{,}98 + 0{,}20 = 10{,}67 \text{ м}^3/\text{м}^3.$$

Доля отдельных компонентов продуктов сгорания:

$$N_2 = \frac{7{,}49}{10{,}67} = 0{,}702; \qquad H_2O = \frac{1{,}98}{10{,}67} = 0{,}186;$$

$$O_2 = \frac{0{,}20}{10{,}67} = 0{,}019; \qquad RO_2 = \frac{1{,}00}{10{,}67} = 0{,}093.$$

$$\rho^0_{\text{г}} = 0{,}01(1{,}25 \cdot 70{,}2 + 0{,}804 \cdot 19 + 1{,}43 \cdot 1{,}86 + 1{,}98 \cdot 9{,}3) = 1{,}24 \text{ кг/м}^3,$$

$$V^{0'}_{\text{п.с}} = 10{,}67 \cdot 78{,}96 = 842{,}5 \text{ м}^3/\text{ч},$$

$$\rho_{\text{ср}} = 1{,}24\frac{273}{273 + 190} \approx 0{,}73 \text{ кг/м}^3.$$

При расчете газовый тракт от самого дальнего котла до дымовой трубы разбивается на отдельные участки с неизменными размерами поперечного сечения и определенными расходами газов. По каждому из участков определяются потери давления.

Первый участок – металлический канал ($D_{\text{у}}$ = 350 мм, l = 7,7 м):

$$F_{\text{ж.с}} = \frac{3{,}14 \cdot 0{,}350^2}{4} = 0{,}096 \text{ м}^2,$$

$$\vartheta_{\text{ср}} = 859\frac{273 + 190}{3600 \cdot 0{,}096 \cdot 273} = 4{,}2 \text{ м/с}.$$

На первом участке коэффициенты местных сопротивлений: диффузора с F_1/F_0 = = 1,37 ξ = 0,12; отвода 90° (2 шт.) – $\xi = 2 \cdot 1{,}2 = 2{,}4$; шибера – ξ = 0,1; перехода с круглого сечения на прямоугольное (l/d_0 = 0,6 и α = 15°) – ξ = 0,15.

Итого $\sum\xi = 2{,}77$.

$$\Delta P_{\text{г1}} = (0{,}02\frac{7{,}7}{0{,}350} + 2{,}27)\frac{4{,}2^2 \cdot 0{,}63}{19{,}62} = 18 \text{ Па}.$$

Второй участок – кирпичный канал (250×250 мм, l = 0,9 м):

$$d_{\text{э}} = \frac{2 \cdot 0{,}25 \cdot 0{,}25}{0{,}5} = 0{,}25 \text{ м}, \quad F_{\text{ж.с}} = 2 \cdot 0{,}250 = 0{,}0625 \text{ м}^2,$$

$$\vartheta_{\text{ср}} = 859\frac{273 + 190}{3600 \cdot 0{,}0625 \cdot 273} = 6{,}5 \text{ м/с}.$$

На втором участке коэффициент местного сопротивления присоединения сборного газохода к трубе ξ = 1.

$$\Delta P_{\text{г2}} = (0{,}04\frac{0{,}9}{0{,}250} + 1)\frac{6{,}5^2 \cdot 0{,}63}{19{,}62} = 15{,}3 \text{ Па}.$$

Третий участок – дымовая труба из кирпича (410×410 мм, l = 30 м).

$$F_{\text{ж.с}} = 2 \cdot 0{,}410 = 0{,}168 \text{ м}^2,$$

$$\vartheta_{ср} = 859\frac{273+190}{3600\cdot 0{,}168\cdot 273} = 2{,}4 \text{ м/с}.$$

На третьем участке коэффициент местного сопротивления потери на выходе из трубы $\xi = 1$.

$$\Delta P_{т} = (0{,}04\frac{30}{0{,}410}+1)\frac{2{,}4^2\cdot 0{,}63}{19{,}62} = 7{,}2 \text{ Па}.$$

Суммарные потери давления по газовому тракту

$$\Delta P = 68{,}8+18+15{,}3+7{,}2 = 109{,}3 \text{ Па}.$$

Естественная тяга, Па,

$$S_{тр} = \frac{H}{2{,}15}\left(\frac{1}{273+t_{н}} - \frac{1}{273+t_{ср}}\right)P_{бар}, \qquad (12)$$

где $t_{н}$ – температура наружного воздуха, °С; H – высота дымовой трубы, м; $P_{бар}$ – барометрическое давление, даПа.

$$S_{тр} = \frac{30}{2{,}15}\left(\frac{1}{273-19} - \frac{1}{273+190}\right)760 = 188 \text{ Па}.$$

Естественная тяга превышает суммарные потери давления по газовому тракту, поэтому установка дымососа не требуется.

Приложение 5

Гидравлический расчет внутридомового газопровода

Внутридомовые газопроводы выполняются из труб по ГОСТ 3262–75 (водогазопроводные), а для подземных газопроводов применяются бесшовные трубы по ГОСТ 8732–78 и ГОСТ 8734–75, сварные – по ГОСТ 10704–91.

Глубина заложения дворового газопровода должна быть не менее 0,8 м от поверхности земли до верха трубы, если грунт не пучинистый, и диаметром не менее 57×3 мм. Глубина заложения газопровода в пучинистых грунтах принимается ниже глубины сезонного промерзания грунта. Дворовый газопровод под землей подходит к газифицируемому жилому зданию и на выходе из земли заключается в футляр для предотвращения механического повреждения. Перед вводом в здание на газопроводе устанавливается кран с изоляцией – КШИ, предотвращающий продвижение по газопроводу блуждающих электрических токов.

Газопровод до ввода в здание прокладывается открыто с креплением к стенам здания при помощи кронштейнов над окнами первого этажа по дворовому фасаду здания. Ввод газопровода в здание осуществляется в помещение, где установлены газовые приборы. Газопроводы внутри здания прокладываются также открыто с креплением к несгораемым стенам при помощи кронштейнов. Газовые стояки располагаются на кухнях, если они находятся одна над другой.

Гидравлический расчет внутридомового газопровода производят для наиболее удаленного газового стояка и газоиспользующего прибора (газовой плиты или водонагревателя) с соблюдением заданного перепада давления газа 60 даПа.

Диаметр подводки к газовым плитам и водонагревателям типа АГВ и АОГВ мощностью 7 кВт равен 15 мм, а к проточным водонагревателям типа ВПГ, «Нева», «Vailend» и др. мощностью 11 кВт и более – 20 мм. Допускается установка теплогенераторов мощностью до 60 кВт в помещении кухни. Схема установки газовых приборов на кухне показана на рис. 1.

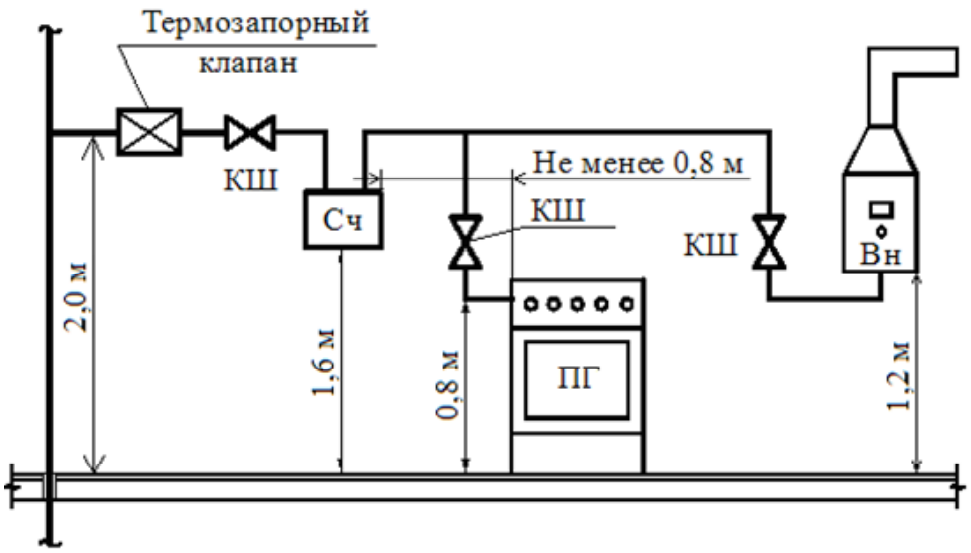


Рис. 1. Установка газовых приборов

Гидравлический расчет внутридомового газопровода производится в два этапа. Сначала определяются расчетные расходы газа по участкам сети:

$$V_i = \sum_{i=1}^{m} \frac{q_i}{Q_{\text{н}}^{\text{р}}} K_{\text{о}} n_i \cdot 3600, \qquad (1)$$

где V_i – расход газа, м^3/ч; $Q_{\text{н}}^{\text{р}}$ – низшая теплота сгорания газа, кДж/м^3; q_i – номинальная тепловая нагрузка i-го прибора или группы однотипных приборов, принимаемая по паспортным данным или техническим характеристикам приборов, кВт; $K_{\text{о}}$ – коэффициент одновременности действия для однотипных приборов или группы приборов (табл. 2); n_i – количество однотипных приборов или групп приборов; m – количество типов или групп приборов.

После определения расчетных расходов газа на каждом участке внутридомового газопровода приступаем ко второму этапу – гидравлическому расчету. Задаемся диаметром внутридомового газопровода и по табл. 1–2 прил. 9 для гидравлического расчета газопроводов низкого давления определяем удельную потерю давления на участке газопровода в зависимости от расчетного расхода газа (в числителе указан расход газа, м^3/ч, в знаменателе – удельная эквивалентная длина $l_э$). Также можно использовать номограмму прил. 6 (рис. 1).

Расчетная длина участка определяется как сумма фактической и эквивалентной длины, которая учитывает потери давления в местных сопротивлениях. Фактическая длина принимается в соответствии с планом секции жилого дома (рис. 2).

Эквивалентная длина участка внутридомового газопровода определяется как произведение удельной эквивалентной длины и суммы коэффициентов местных сопротивлений участка газопровода. Удельная эквивалентная длина определяется по номограмме для определения эквивалентных длин в зависимости от расчетного расхода газа и принятого диаметра газопровода. Местные сопротивления определяются для расчетного участка газопровода по табл. 11 данного пособия (разд. 2).

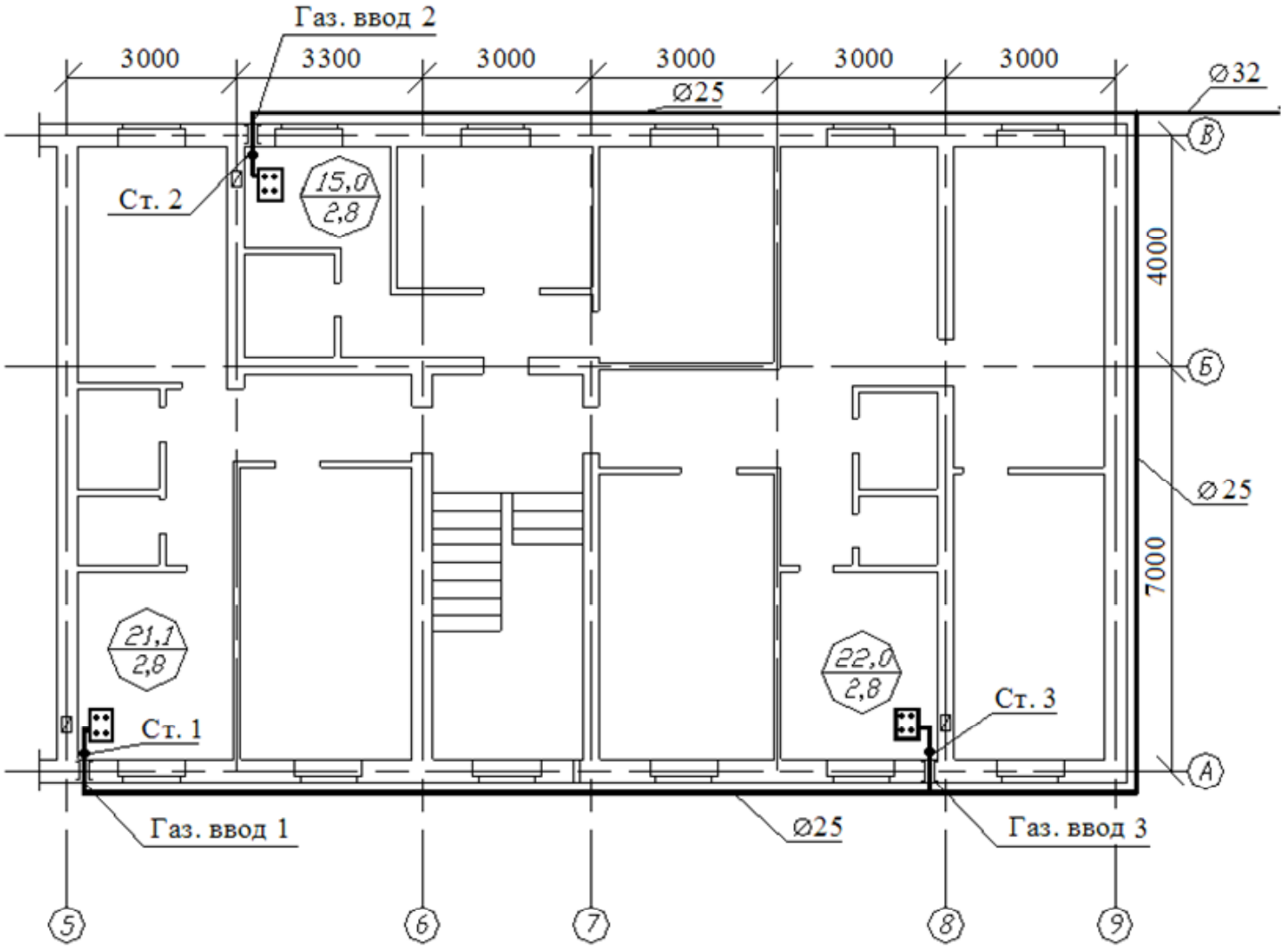


Рис. 2. План секции жилого дома

Эквивалентная длина участка газопровода рассчитывается по формуле

$$l_{\text{экв}} = l_{\text{э}} \sum_{i=1}^{n} \xi, \tag{2}$$

где $l_{\text{э}}$ – удельная эквивалентная длина (по прил. 9), м; $\sum \xi$ – сумма коэффициентов местных сопротивлений.

Расчетная длина участка газопровода определяется по формуле

$$l_{\text{р}} = l_{\text{ф}} + l_{\text{экв}}, \tag{3}$$

где $l_{\text{ф}}$ – фактическая длина участка газопровода, м; $l_{\text{экв}}$ – эквивалентная длина участка газопровода, м.

В гидравлическом расчете внутридомового газопровода необходимо учитывать гидростатическое давление из-за большой разницы отметок начала и конца участка газопровода по формуле

$$H_{\text{г}} = \pm zg(\rho_{\text{в}} - \rho_{\text{г}}), \tag{4}$$

где $H_{\text{г}}$ – гидростатическое давление, Па; z – разность геометрических отметок начала и конца участка внутридомового газопровода, м; $\rho_{\text{в}}$ – плотность воздуха при нормальных условиях, кг/м^3; $\rho_{\text{г}}$ – плотность газообразного топлива, кг/м^3.

Знак (+) принимается в случае, если газ легче воздуха и направление потока газа сверху вниз, знак (–) – при подаче газа снизу вверх и наоборот.

Потери давления газа в бытовых газовых плитах можно принять от 40 до 60 Па, а в водонагревателях – 80–100 Па.

Коэффициент β'', учитывающий разность плотностей табличного и реального газа, определяется по формуле

$$\beta'' = \sqrt{\frac{\rho_{\text{г}}}{\rho_{\text{табл}}}}. \tag{5}$$

После определения потерь давления на всех участках расчетной газовой сети с учетом коэффициента β'' необходимо сравнить их с нормативной величиной.

Результаты расчетов сводятся в табл. 1.

Таблица 1

Гидравлический расчет внутридомового газопровода

№ участка	$V_{\text{р}}$, м^3/ч	$d_{\text{у}}$, мм	$l_{\text{ф}}$, м	$l_{\text{э}}$, м	$\sum\xi$	$l_{\text{экв}}$, м	$l_{\text{р}}$, м	Потери давления	
								h/l, Па/м	$H_{\text{уч}}$, даПа
									$\sum H_{\text{уч}}$

Находим сумму потерь давления на всех участках $\sum H_{уч}$, учитываем гидростатический напор, потери давления в приборе и счетчике.

Таблица 2

Коэффициент одновременности действия приборов

Число квартир	Коэффициент одновременности K_o 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	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
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.

Приложение 6

Номограммы для гидравлического расчета стальных и полиэтиленовых газопроводов

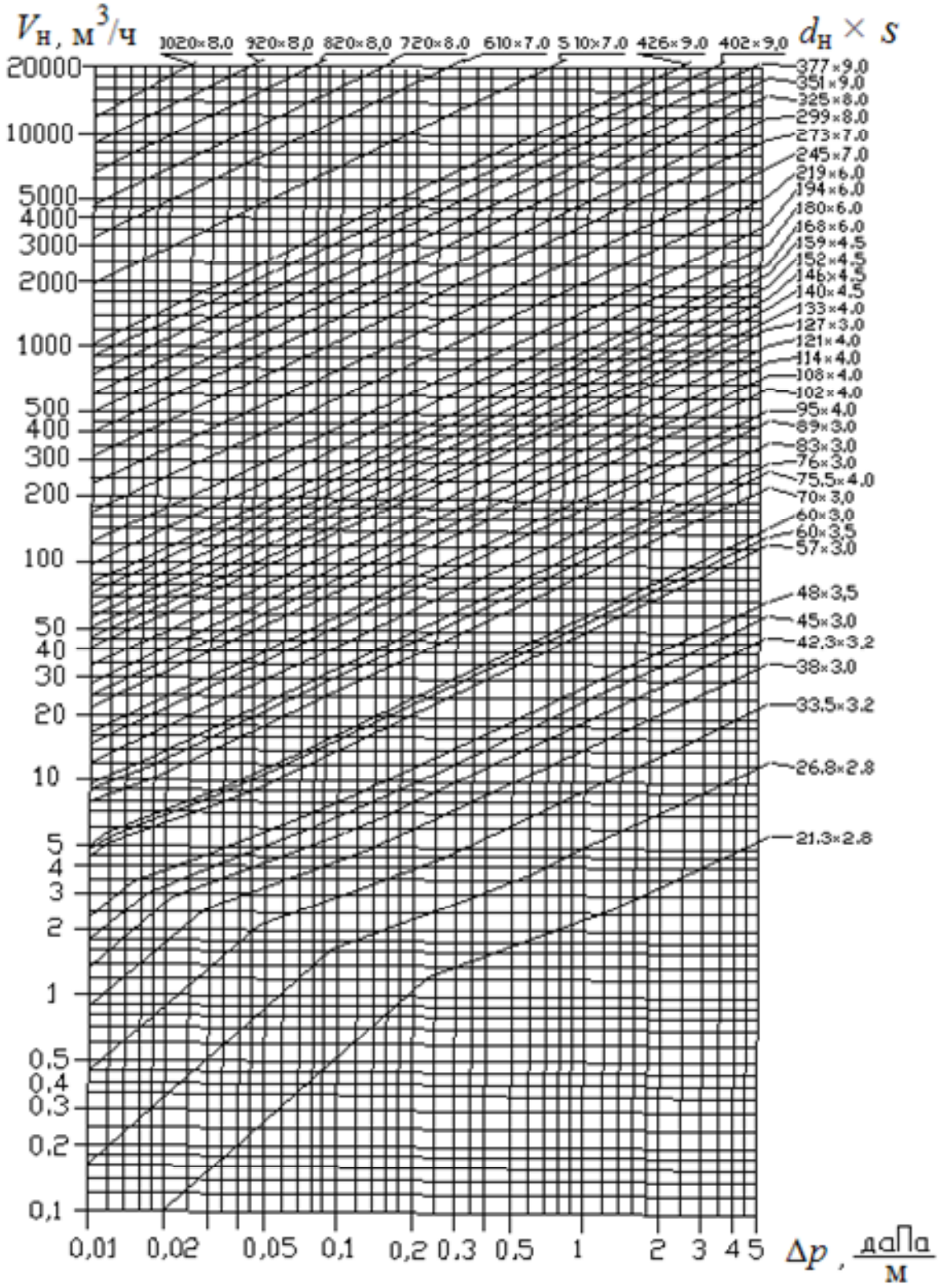


Рис. 1. Номограмма для расчета стальных газопроводов низкого давления (природный газ $\rho = 0{,}73$ кг/м^3 и $\nu = 14{,}3 \cdot 10^{-6}$ м^2/с)

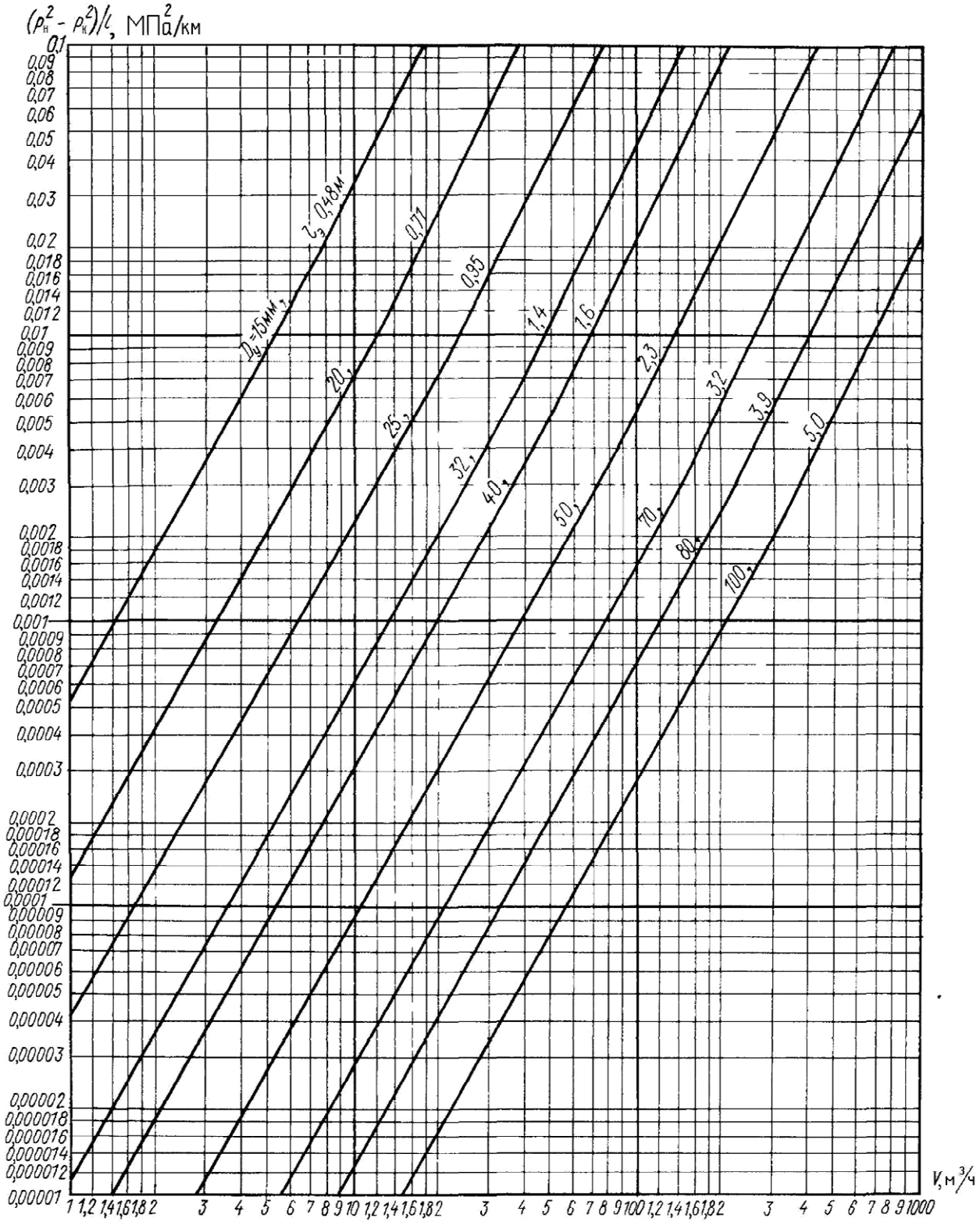


Рис. 2. Номограмма для расчета стальных газопроводов среднего и высокого давления диаметром 15–100 мм (природный газ $\rho = 0{,}73$ кг/м^3 и $\nu = 15 \cdot 10^{-6}$ м^2/с)

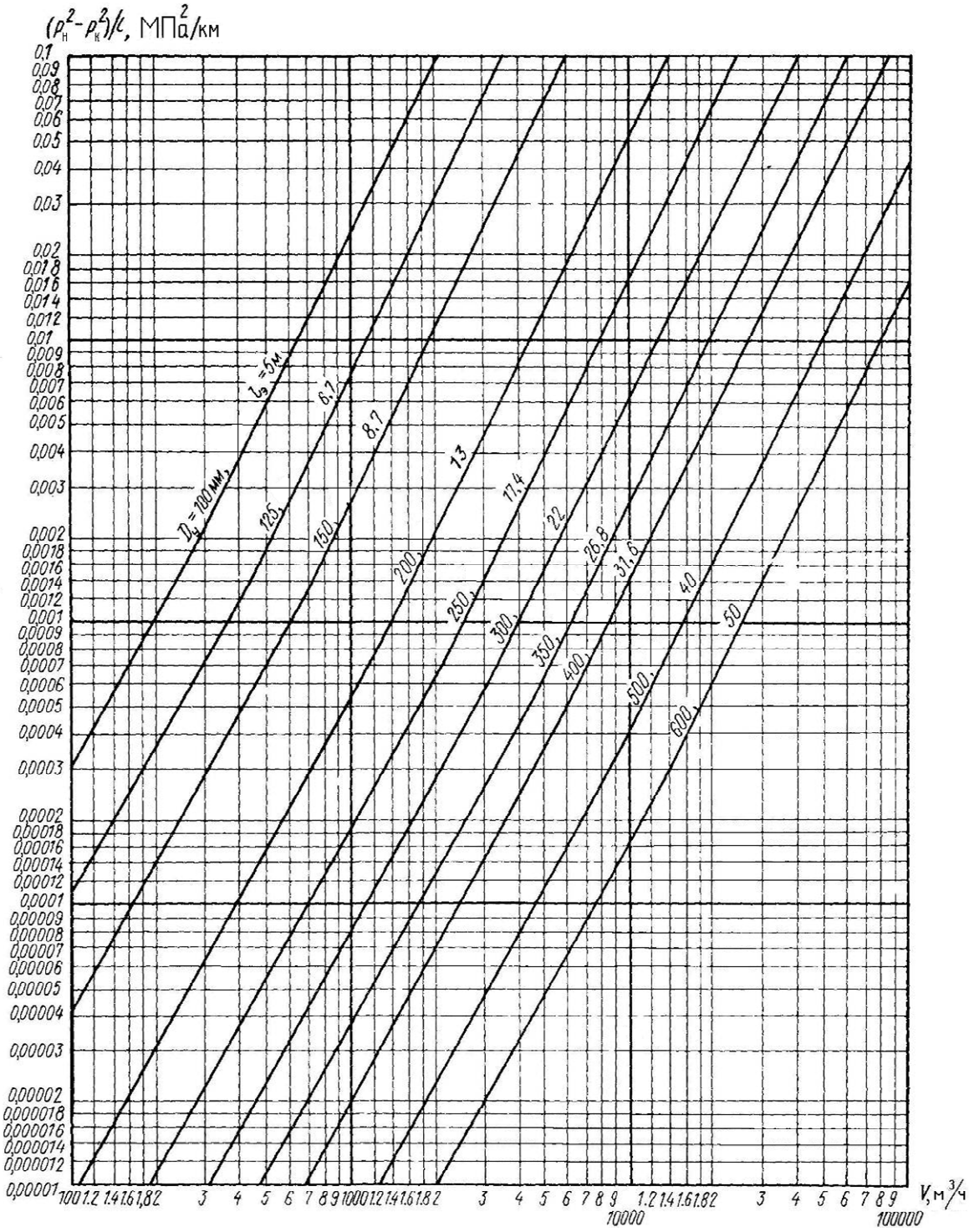


Рис. 3. Номограмма для расчета стальных газопроводов среднего и высокого давления диаметром 100–600 мм (природный газ $\rho = 0{,}73$ кг/м^3 и $\nu = 15 \cdot 10^{-6}$ м^2/с)

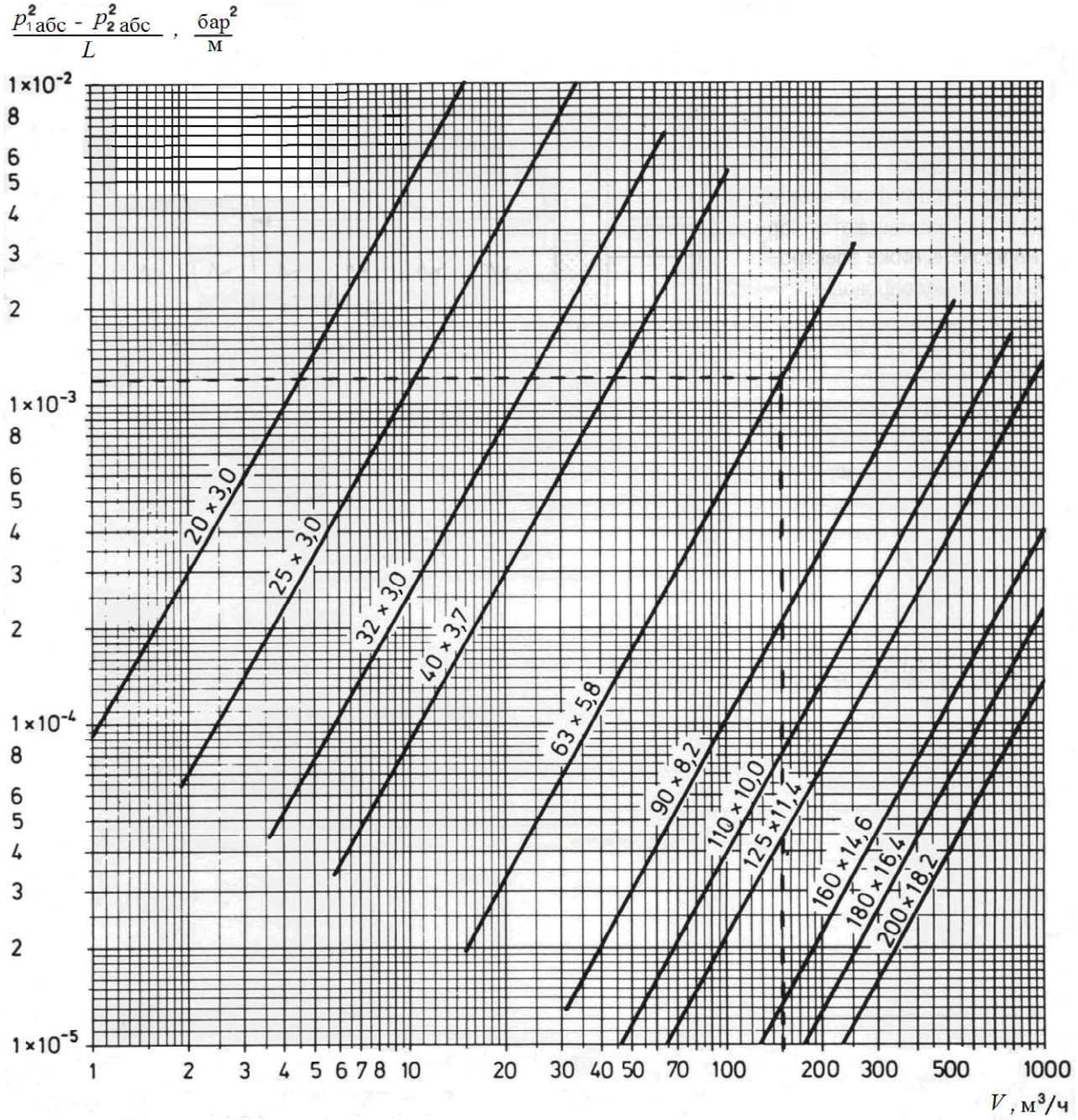


Рис. 4. Номограмма для расчета полиэтиленовых газопроводов по данным «Uponor» (природный газ $\rho = 0{,}73$ кг/м^3 и $\nu = 15 \cdot 10^{-6}$ м^2/с)

Примечание. 1 бар = 0,1 МПа.

Пример 1. Определить диаметр газопровода среднего давления по следующим данным: длина газопровода 10 км; абсолютное начальное давление $p_{\text{абс.н}} = 0{,}4$ МПа; абсолютное конечное давление $p_{\text{абс.н}} = 0{,}2$ МПа. Расход природного газа плотностью 0,73 кг/м^3 – 9000 м^3/ч.

Решение. $\frac{p_{\text{абс.н}}^{\ 2} - p_{\text{абс.к}}^{\ 2}}{L} = \frac{0{,}4^2 - 0{,}2^2}{1} = 0{,}12$ МПа/км. По номограмме (рис. 3) находим диаметр трубы, равный 250 мм.

Приложение 7

Номограммы для гидравлического расчета стальных и полиэтиленовых газопроводов низкого, среднего и высокого давления с учетом срока их эксплуатации

Абсолютная шероховатость внутренней поверхности газопроводов принята из стальных труб n = 0,01 см; из полиэтиленовых труб – n = 0,0007 см. Природный газ с $\rho = 0{,}73$ кг/м^3 и $\nu = 15 \cdot 10^{-6}$ м^2/с.

Наружные диаметры и толщины стенок стальных и полиэтиленовых газопроводов, использованные при построении номограмм, приведены в табл. 1.

Таблица 1

Диаметр и толщина стальных и полиэтиленовых труб

Газопроводы из стальных труб низкого, среднего и высокого давления																	
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
Газопроводы из полиэтиленовых труб низкого и среднего давления (SDR11 ≤ 63 мм и SDR 17,6 ≥75 мм)																	
Диаметр D, мм	32	40	50	63	75	90	110	125	140	160	180	200	225				
Толщина стенки Δ, мм	3,0	3,7	4,6	5,8	4,3	5,2	6,3	7,1	8,0	9,1	10,3	11,4	12,8				
Газопроводы из полиэтиленовых труб высокого давления (SDR11)																	
Диаметр D, мм	32	40	50	63	75	90	110	125	140	160	180	200	225	–			
Толщина стенки Δ, мм	3,0	3,7	4,6	5,8	6,8	8,2	10,0	11,4	12,7	14,6	16,4	18,2	20,5	–			

В номограммах приняты следующие условные обозначения:

1) СТ108 – газопровод из стальных труб диаметром D = 108 мм;

2) ПЭ110 – газопровод из полиэтиленовых труб диаметром D = 110 мм;

3) сплошная линия – для новых труб;

4) штриховая линия (экс) – для труб после годичной эксплуатации с учетом увеличения эквивалентной абсолютной шероховатости до 0,02 см для стальных труб и увеличения диаметра до 5 % под воздействием внутреннего давления для полиэтиленовых труб;

5) штриховая линия (экс 10) – для стальных труб после 10-летней эксплуатации с учетом увеличения эквивалентной абсолютной шероховатости до 0,1 см.

Пример 2. Определить диаметр газопровода по номограмме (рис. 1) при V = 170 м^3/ч (V = Q) и среднем значении удельных потерь давления по длине $\Delta P = P^2_{\text{н}} - P^2_{\text{к}} =$ = 450 кПа^2/100 м.

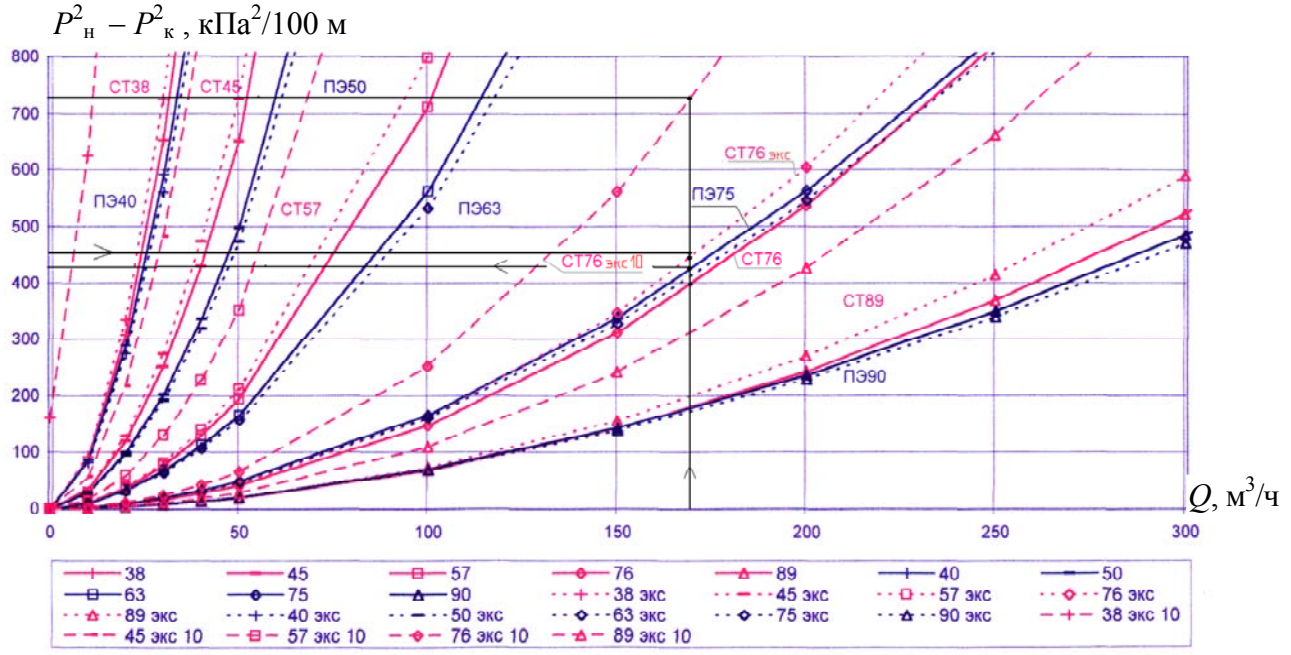


Рис. 1. Удельные потери давления для стальных и полиэтиленовых труб (новых и бывших в эксплуатации) среднего давления (Q = 0–300 м^3/ч, ρ = 0,73 кг/м^3, ν = 14 · 10^{-6} м^2/с)

Найдем точку пересечения линий ΔP и V; она находится вблизи $D_н$ = 76 мм (сталь) и $D_н$ = 75 мм (полиэтилен), по пропускной способности данные трубы в начале срока эксплуатации практически эквивалентны, что видно на графике. После года эксплуатации гидравлическое сопротивление стальной трубы возрастает и удельные потери давления повышаются с 400 до 440 кПа^2/100 м (кривая ст 76 экс), а через 10 лет эксплуатации достигает величины 730 кПа^2/100 м (кривая ст 76 экс 10). В расчетах следует принимать худший вариант, т. е. 730 кПа^2/100 м. Это происходит из-за увеличения абсолютной шероховатости стальных труб в процессе эксплуатации.

Полиэтиленовая труба не подвержена коррозии, и ее гидравлические характеристики со временем не ухудшаются, а за счет ползучести пропускная способность даже увеличивается. Значение ΔP для полиэтиленовой трубы при том же расходе составит 420 кПа^2/100 м (кривая ПЭ75).

Следовательно, если мы не хотим через 10 лет производить замену стального газопровода либо повышать давление в сети, то надо использовать стальную трубу завышенного диаметра или полиэтиленовую трубу диаметром, эквивалентным диаметру новой стальной трубы. Очевидно, что единственным экономически целесообразным вариантом будет применение полиэтиленовой трубы $D_н$ = 75 мм.

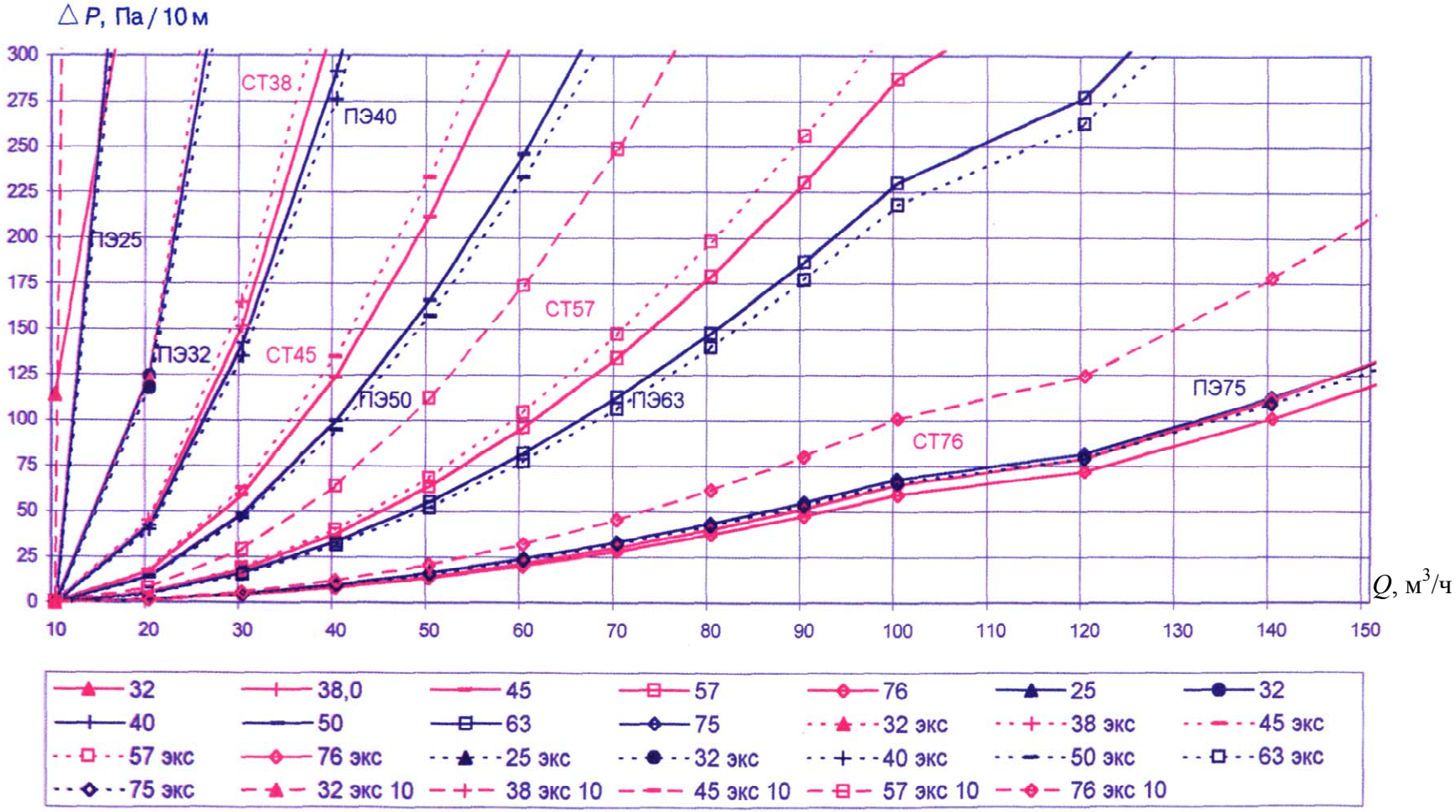


Рис. 2. Удельные потери давления для стальных и полиэтиленовых труб (новых и бывших в эксплуатации) низкого давления (Q = 10–150 м^3/ч, ρ = 0,73 кг/м^3, ν = 14 · 10^{-6} м^2/с)

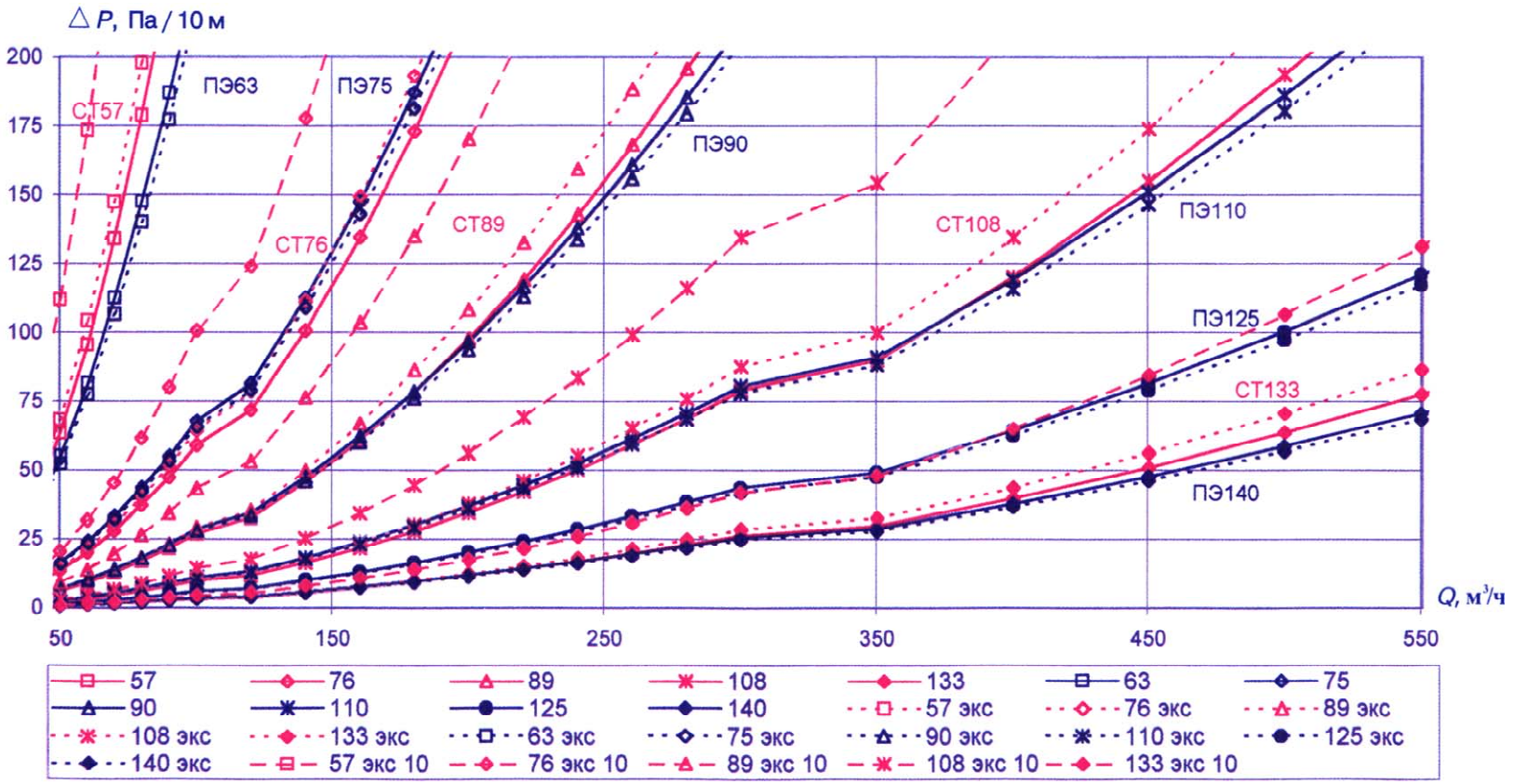


Рис. 3. Удельные потери давления для стальных и полиэтиленовых труб (новых и бывших в эксплуатации) низкого давления (Q = 50–500 м^3/ч, ρ = 0,73 кг/м^3, ν = 14 · 10^{-6} м^2/с)

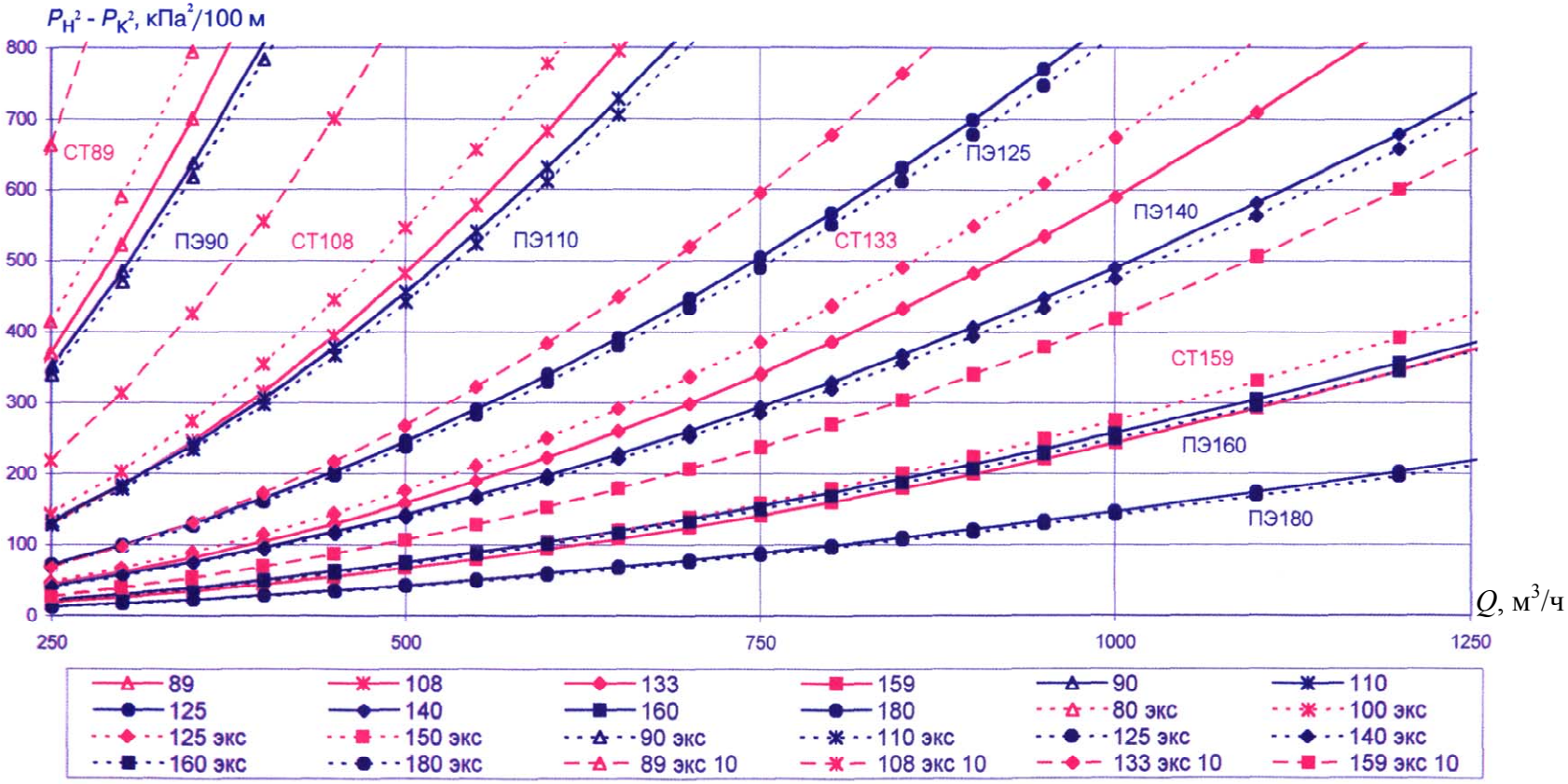


Рис. 4. Удельные потери давления для стальных и полиэтиленовых труб (новых и бывших в эксплуатации) низкого давления (Q = 250–1250 м^3/ч, ρ = 0,73 кг/м^3, ν = 14 · 10^{-6} м^2/с)

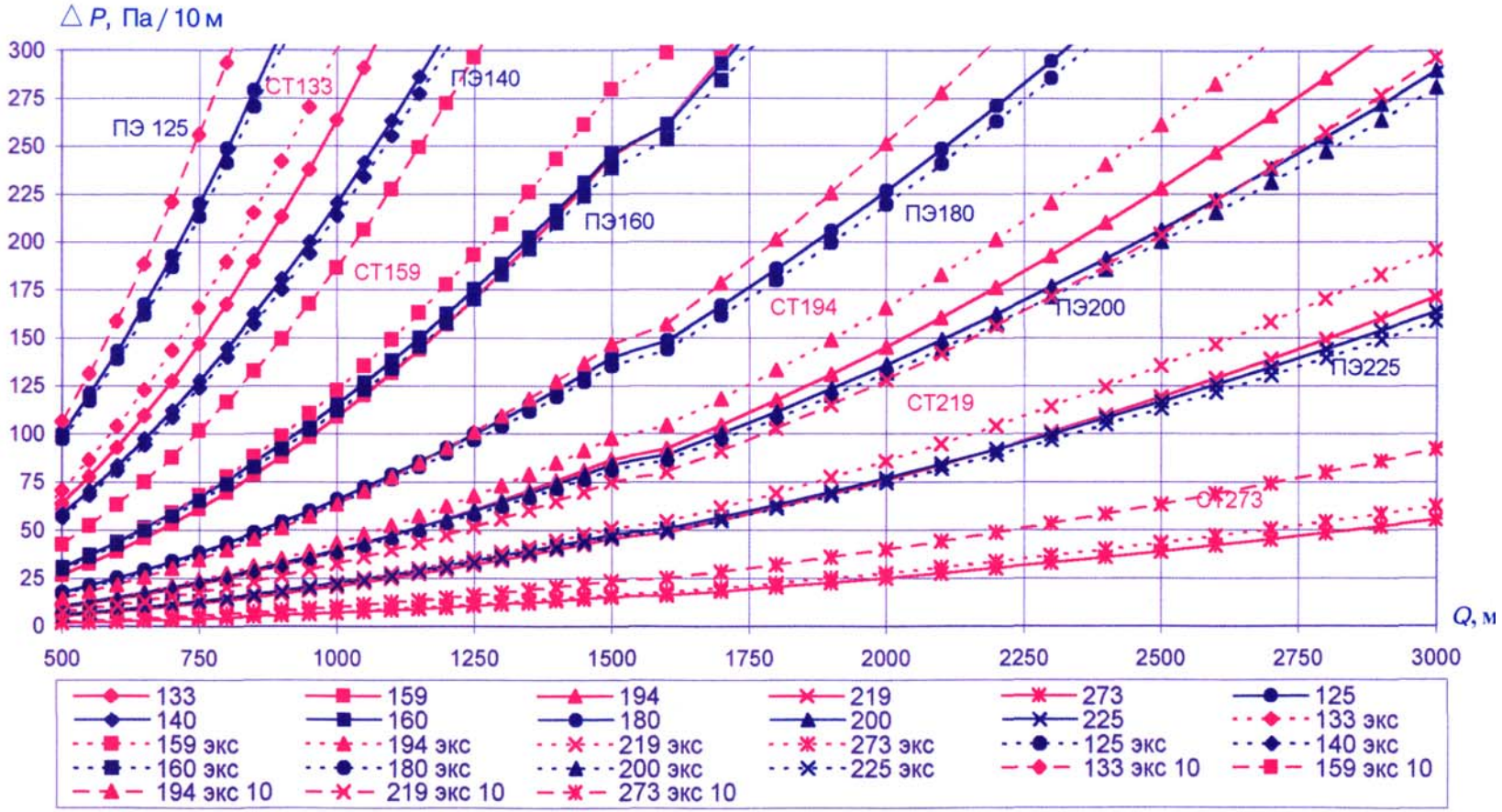


Рис. 5. Удельные потери давления для стальных и полиэтиленовых труб (новых и бывших в эксплуатации) низкого давления (Q = 500–3000 м^3/ч, ρ = 0,73 кг/м^3, ν = 14 · 10^{-6} м^2/с)

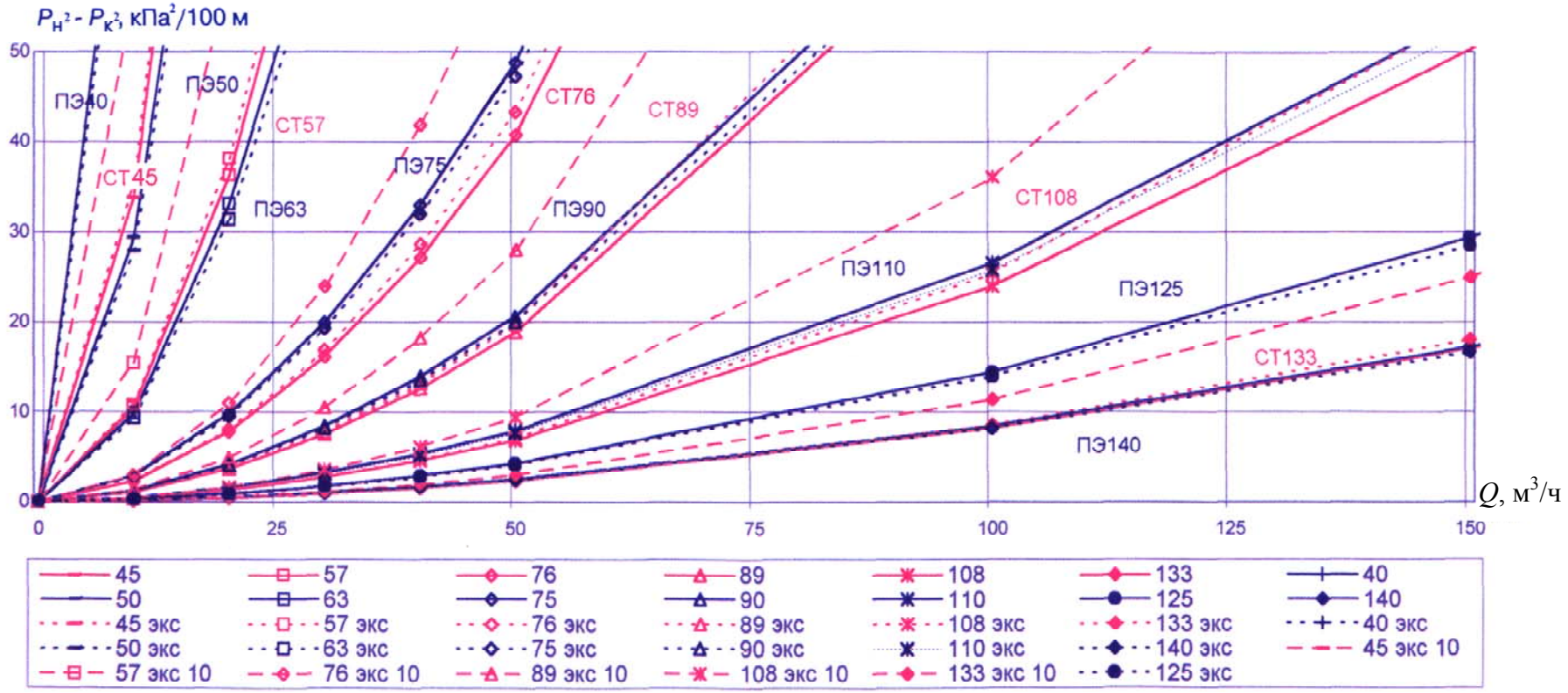


Рис. 6. Удельные потери давления для стальных и полиэтиленовых труб (новых и бывших в эксплуатации) среднего давления (Q = 0–150 м^3/ч, ρ = 0,73 кг/м^3, ν = 14 · 10^{-6} м^2/с)

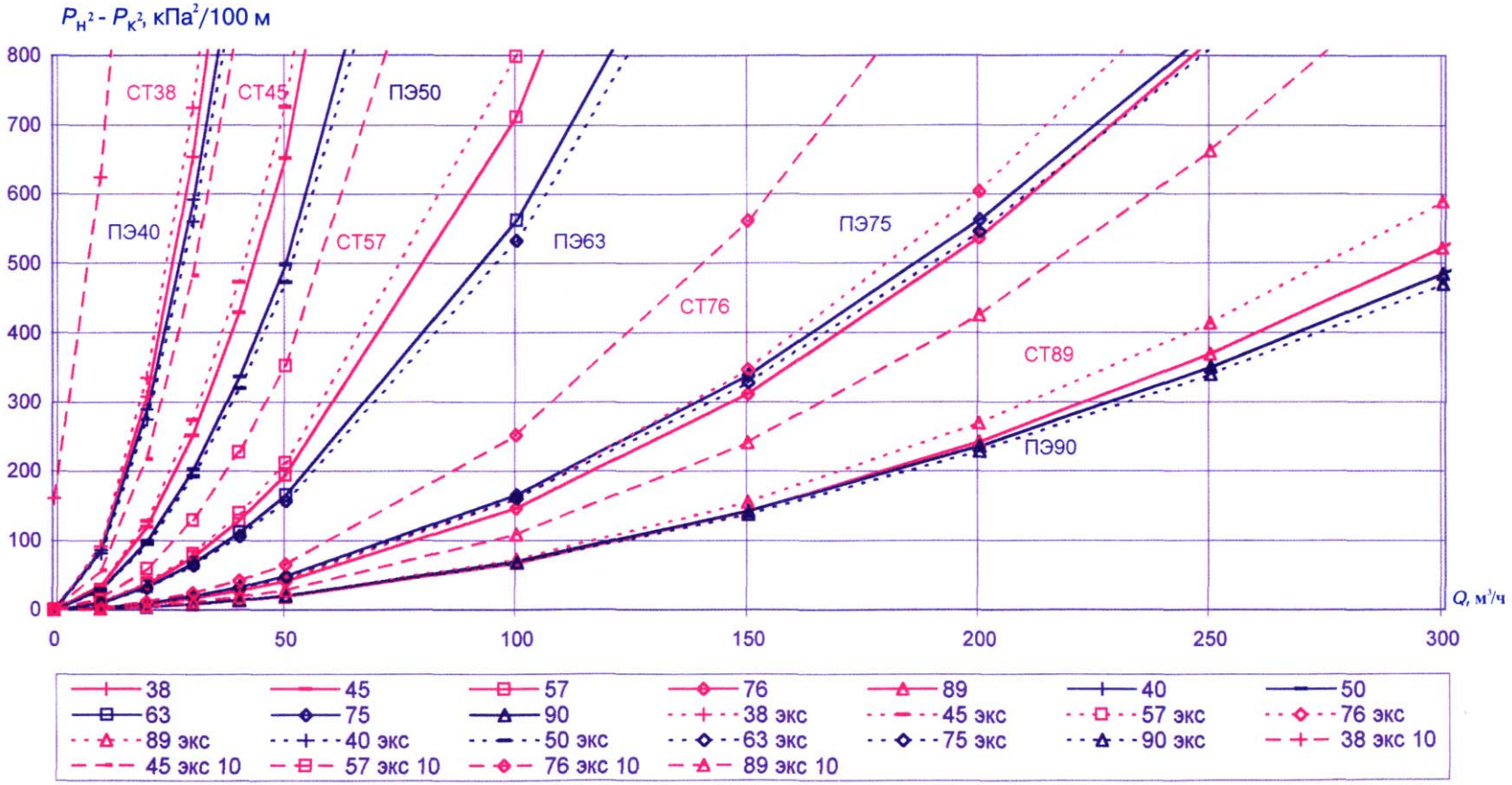


Рис. 7. Удельные потери давления для стальных и полиэтиленовых труб (новых и бывших в эксплуатации) среднего давления (Q = 0–300 м^3/ч, ρ = 0,73 кг/м^3, ν = 14 · 10^{-6} м^2/с)

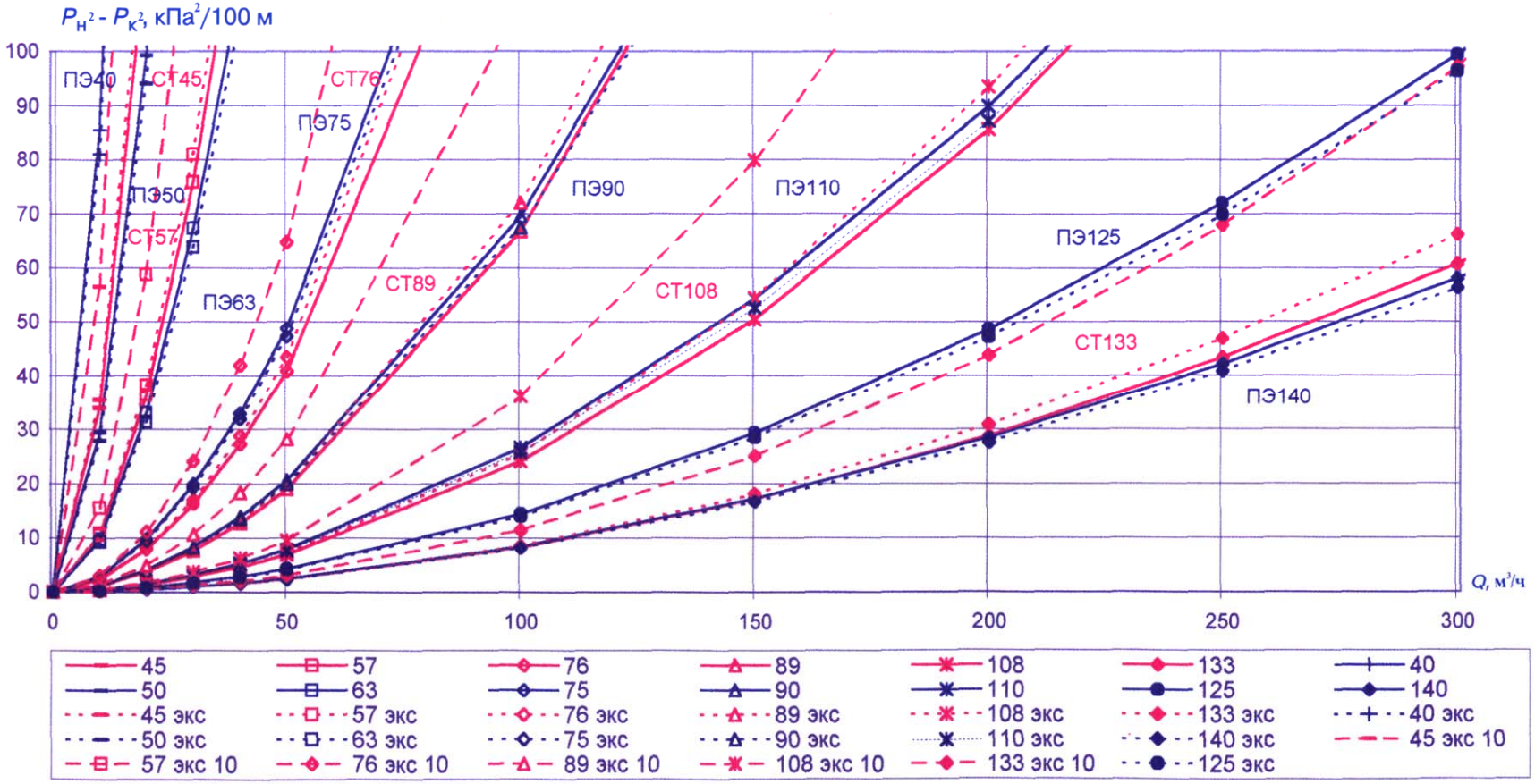


Рис. 8. Удельные потери давления для стальных и полиэтиленовых труб (новых и бывших в эксплуатации) среднего давления (Q = 0–300 м^3/ч, ρ = 0,73 кг/м^3, ν = 14 · 10^{-6} м^2/с)

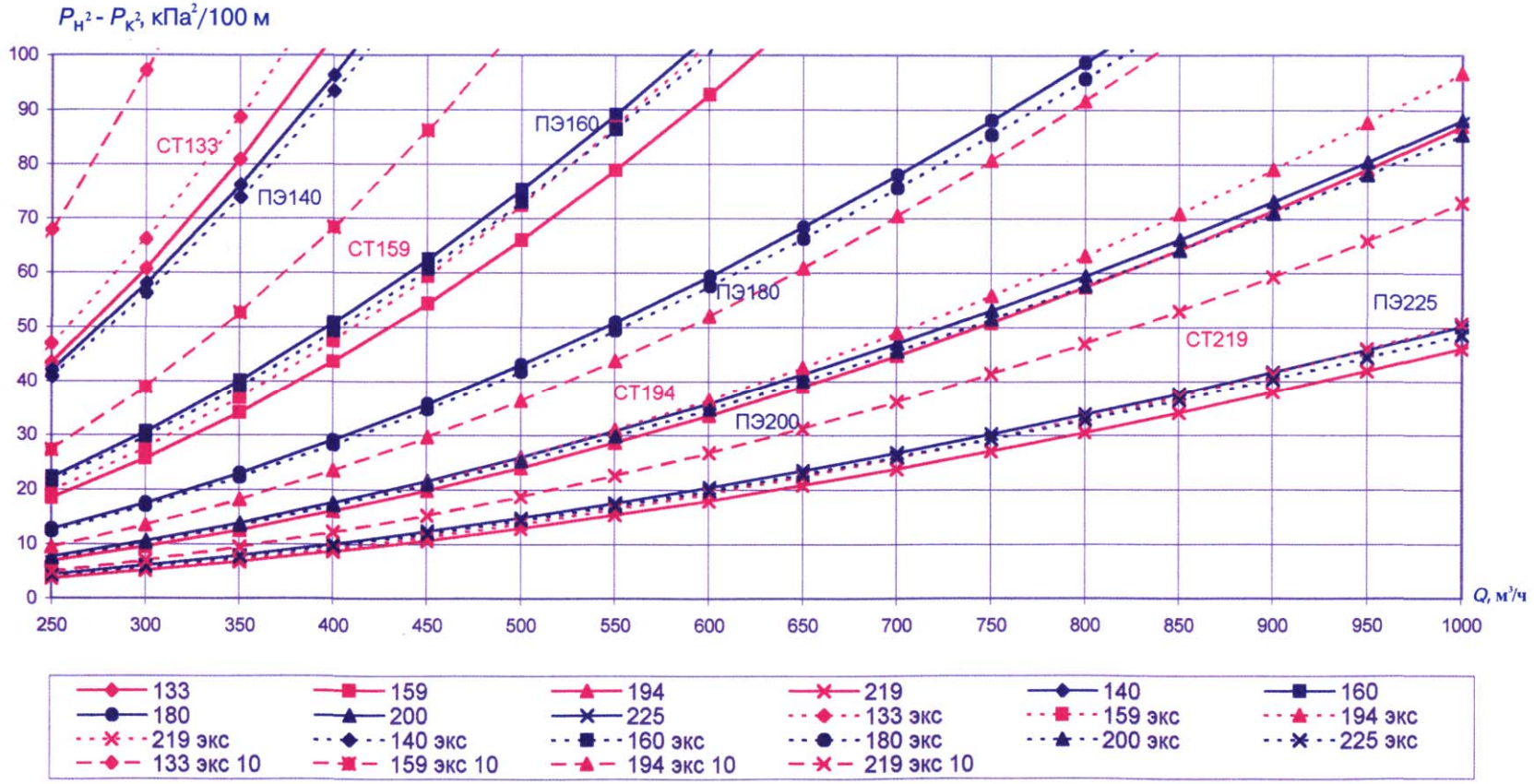


Рис. 9. Удельные потери давления для стальных и полиэтиленовых труб (новых и бывших в эксплуатации) среднего давления (Q = 250–1000 м^3/ч, ρ = 0,73 кг/м^3, ν = 14 · 10^{-6} м^2/с)

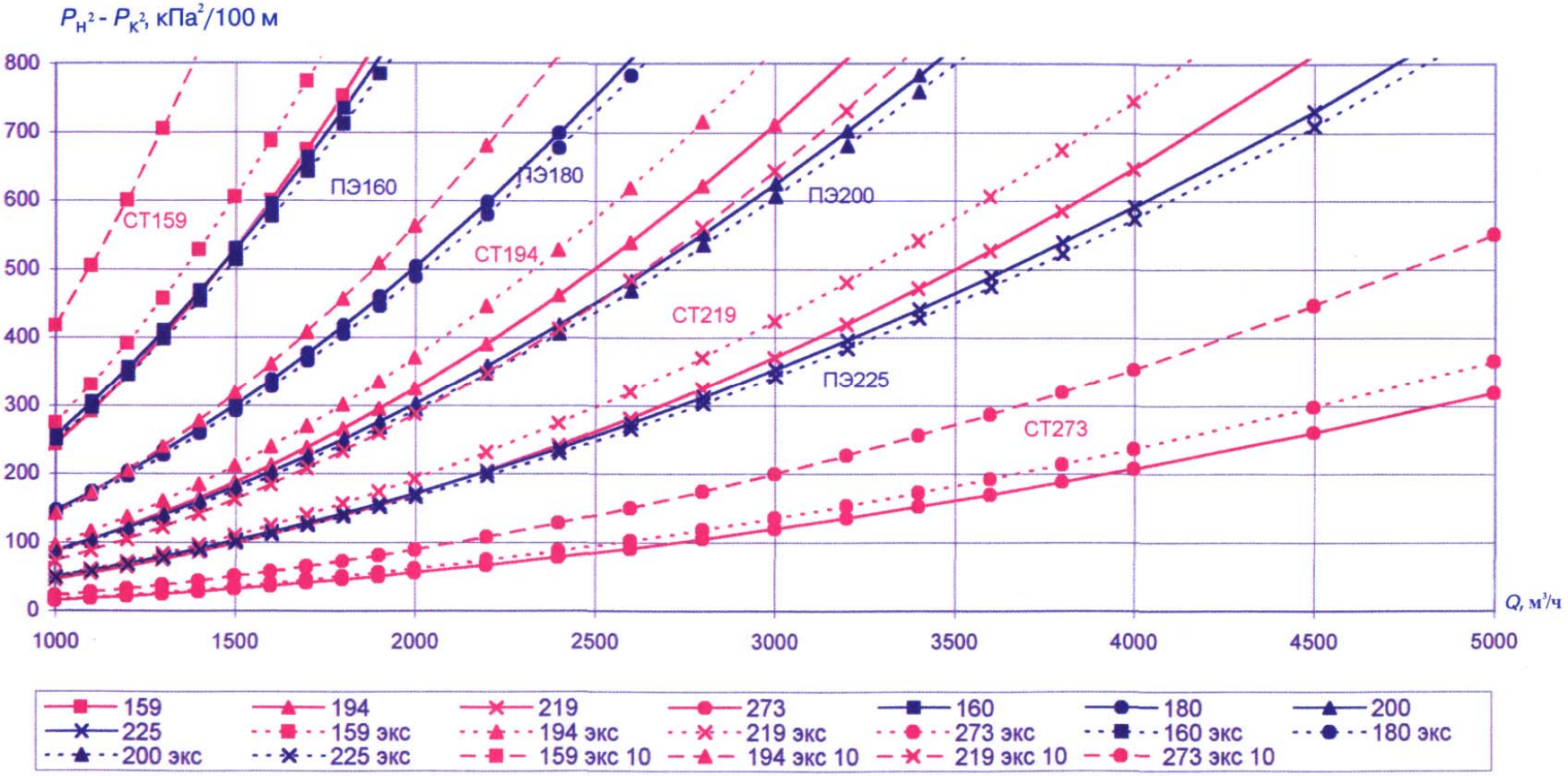


Рис. 10. Удельные потери давления для стальных и полиэтиленовых труб (новых и бывших в эксплуатации) среднего давления (Q = 1000–5000 м^3/ч, ρ = 0,73 кг/м^3, ν = 14 · 10^{-6} м^2/с)

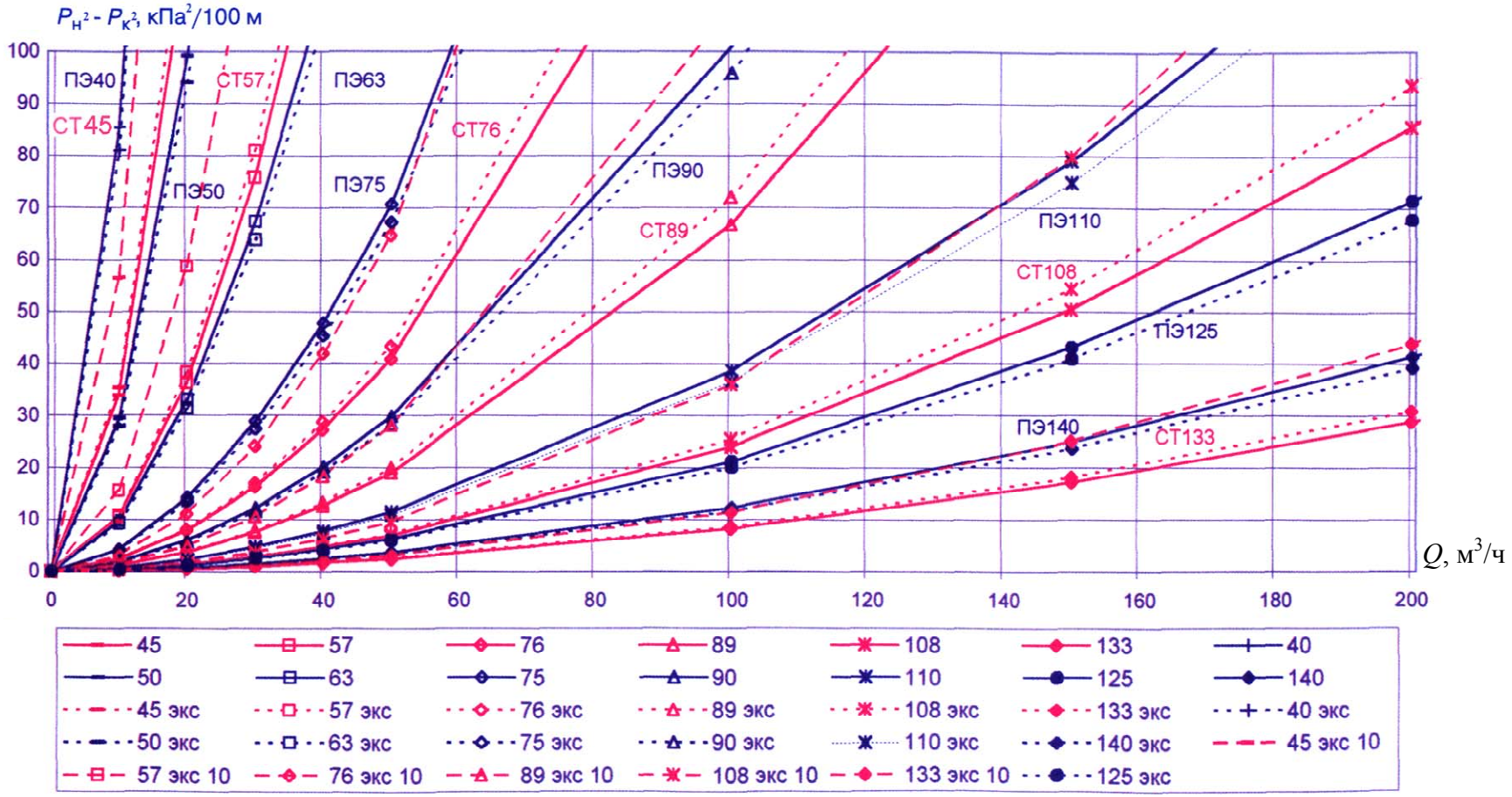


Рис. 11. Удельные потери давления для стальных и полиэтиленовых труб (новых и бывших в эксплуатации) высокого давления (Q = 0–200 м^3/ч, ρ = 0,73 кг/м^3, ν = 14 · 10^{-6} м^2/с)

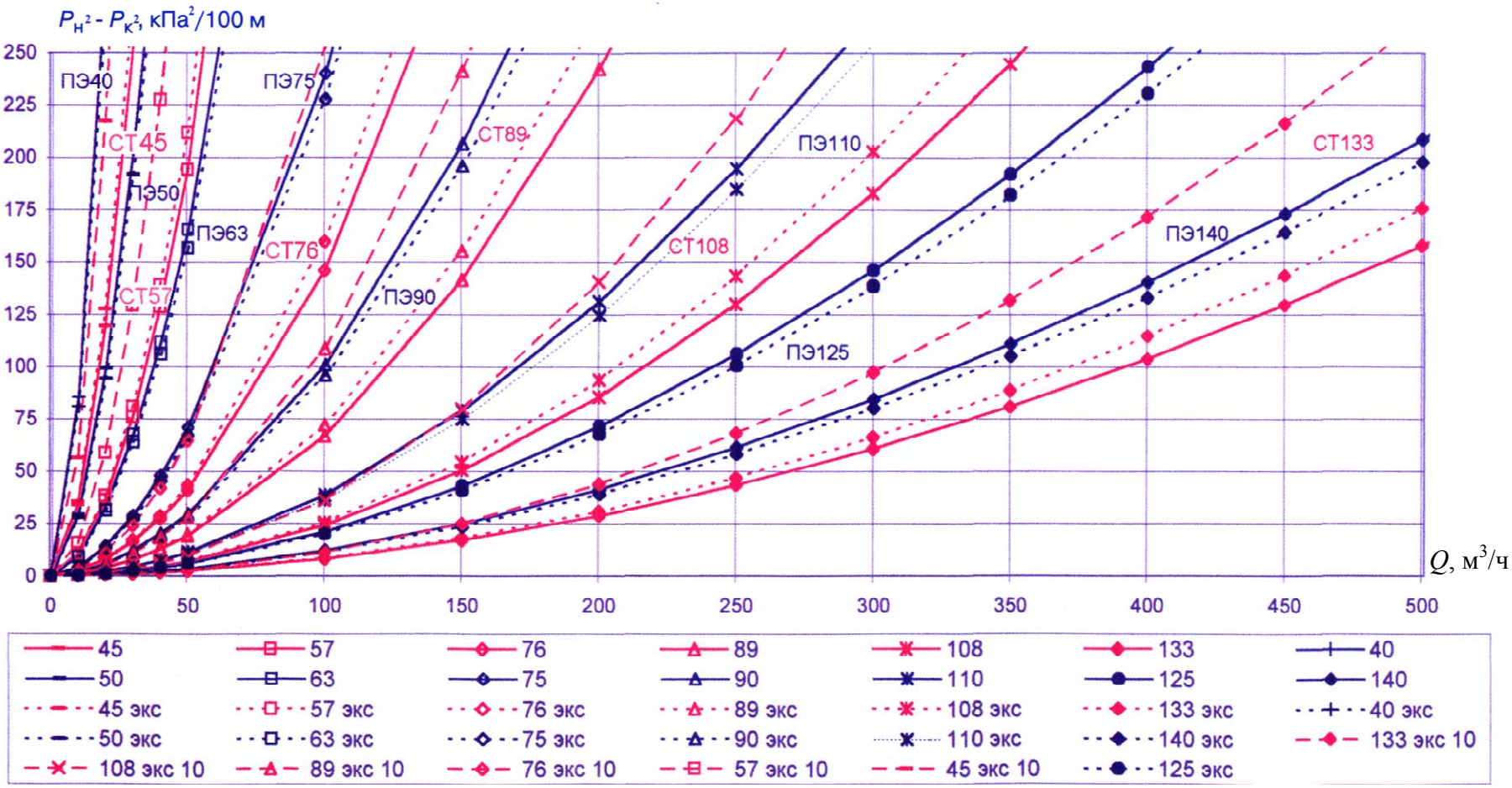


Рис. 12. Удельные потери давления для стальных и полиэтиленовых труб (новых и бывших в эксплуатации) высокого давления (Q = 0–500 м^3/ч, ρ = 0,73 кг/м^3, ν = 14 · 10^{-6} м^2/с)

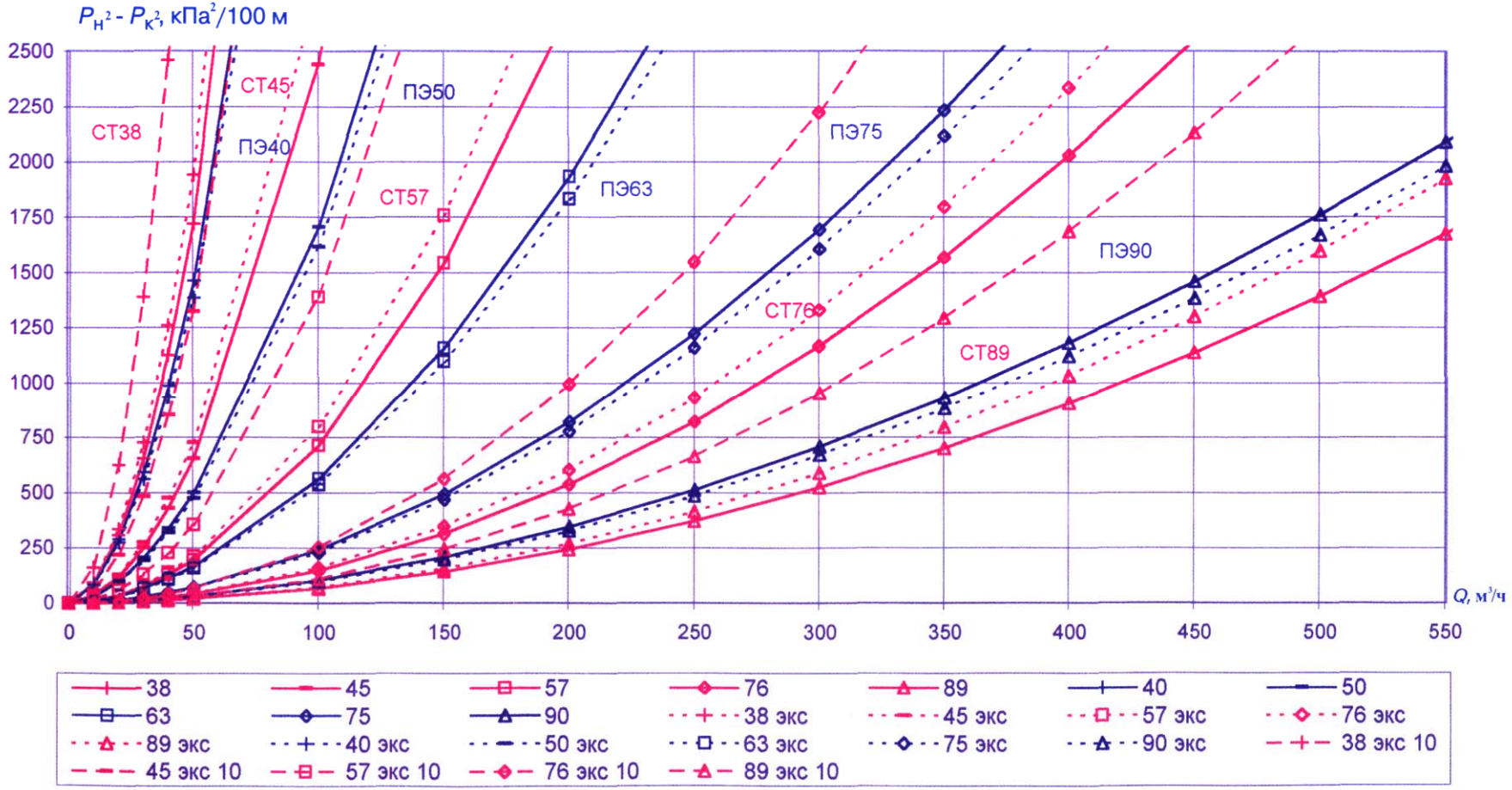


Рис. 13. Удельные потери давления для стальных и полиэтиленовых труб (новых и бывших в эксплуатации) высокого давления (Q = 0–550 м^3/ч, ρ = 0,73 кг/м^3, ν = 14 · 10^{-6} м^2/с)

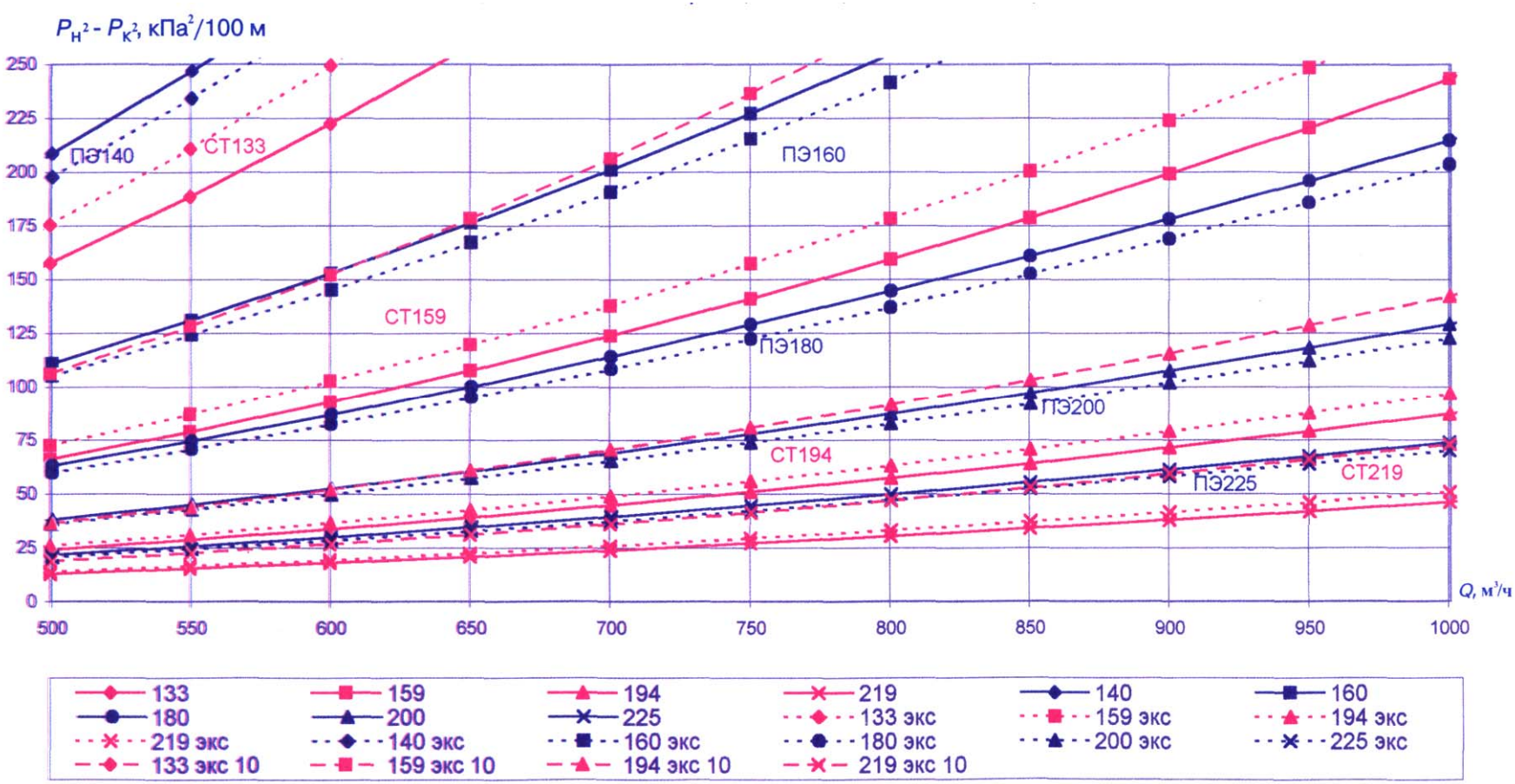


Рис. 14. Удельные потери давления для стальных и полиэтиленовых труб (новых и бывших в эксплуатации) высокого давления (Q = 500–1000 м^3/ч, ρ = 0,73 кг/м^3, ν = 14 · 10^{-6} м^2/с)

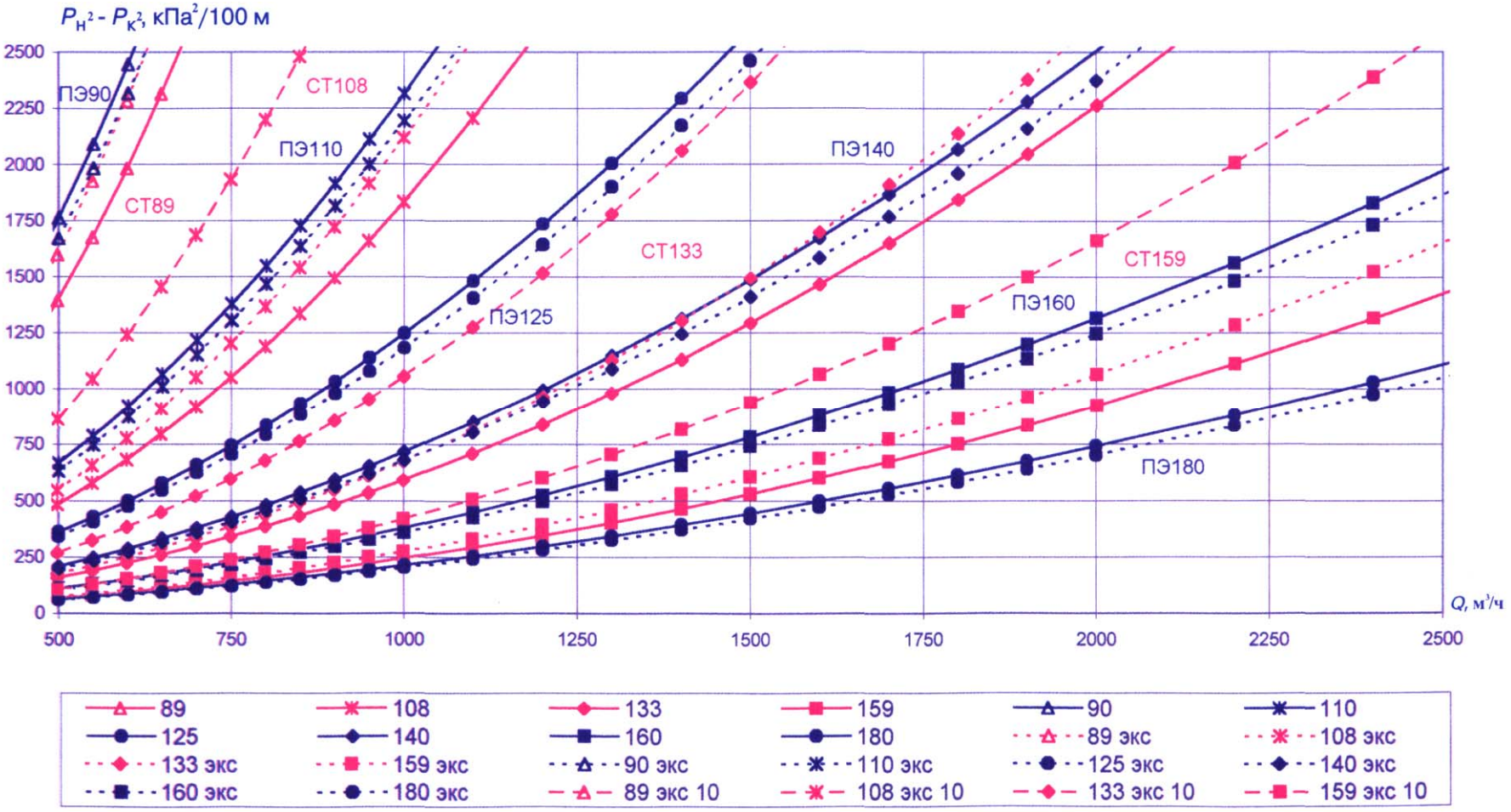


Рис. 15. Удельные потери давления для стальных и полиэтиленовых труб (новых и бывших в эксплуатации) высокого давления (Q = 500–2500 м^3/ч, ρ = 0,73 кг/м^3, ν = 14 · 10^{-6} м^2/с)

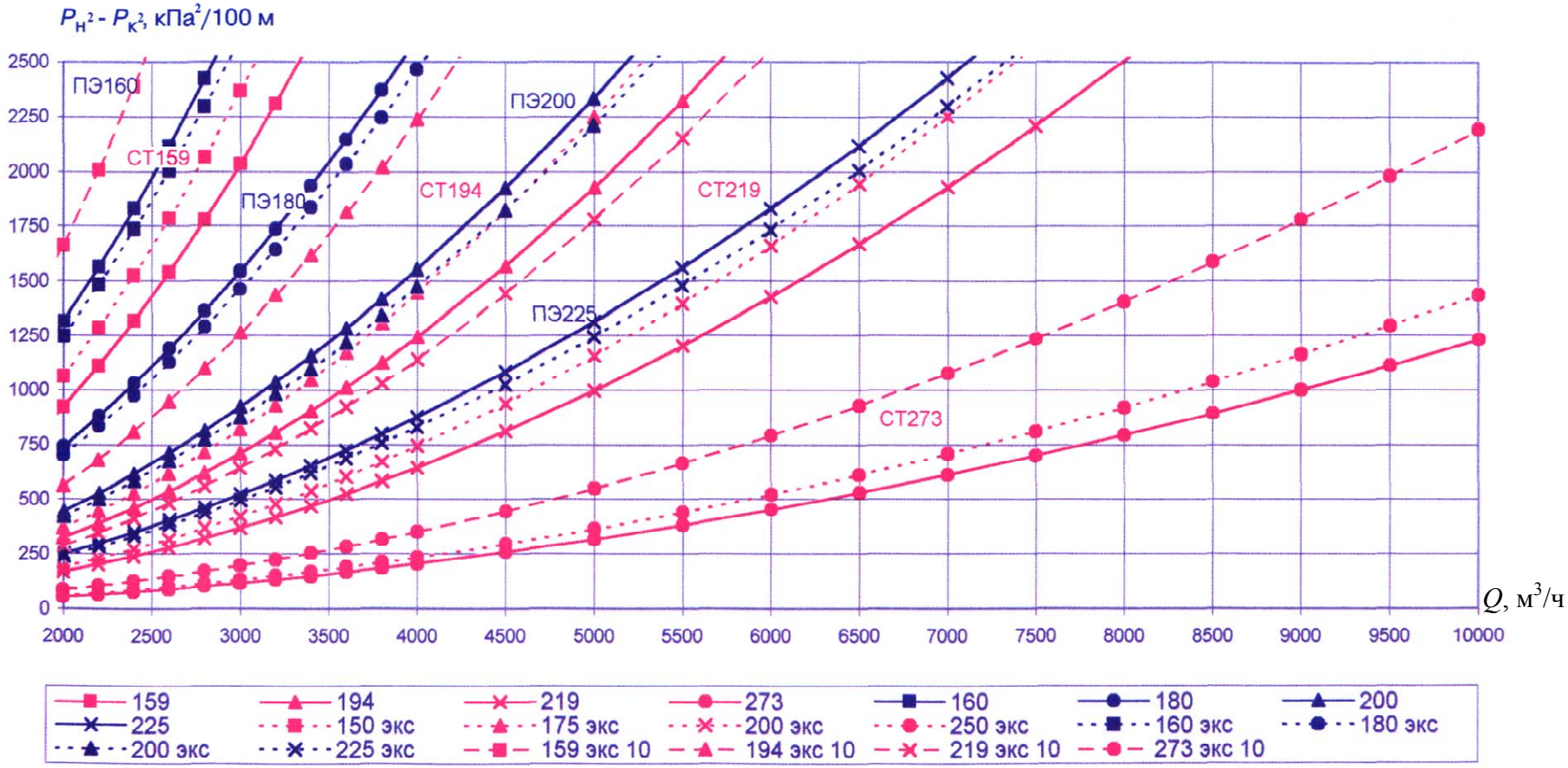


Рис. 16. Удельные потери давления для стальных и полиэтиленовых труб (новых и бывших в эксплуатации) высокого давления (Q = 2000–10 000 м^3/ч, ρ = 0,73 кг/м^3, ν = 14 · 10^{-6} м^2/с)

Приложение 8

Номограммы для гидравлического расчета стальных газопроводов для транспорта биогаза

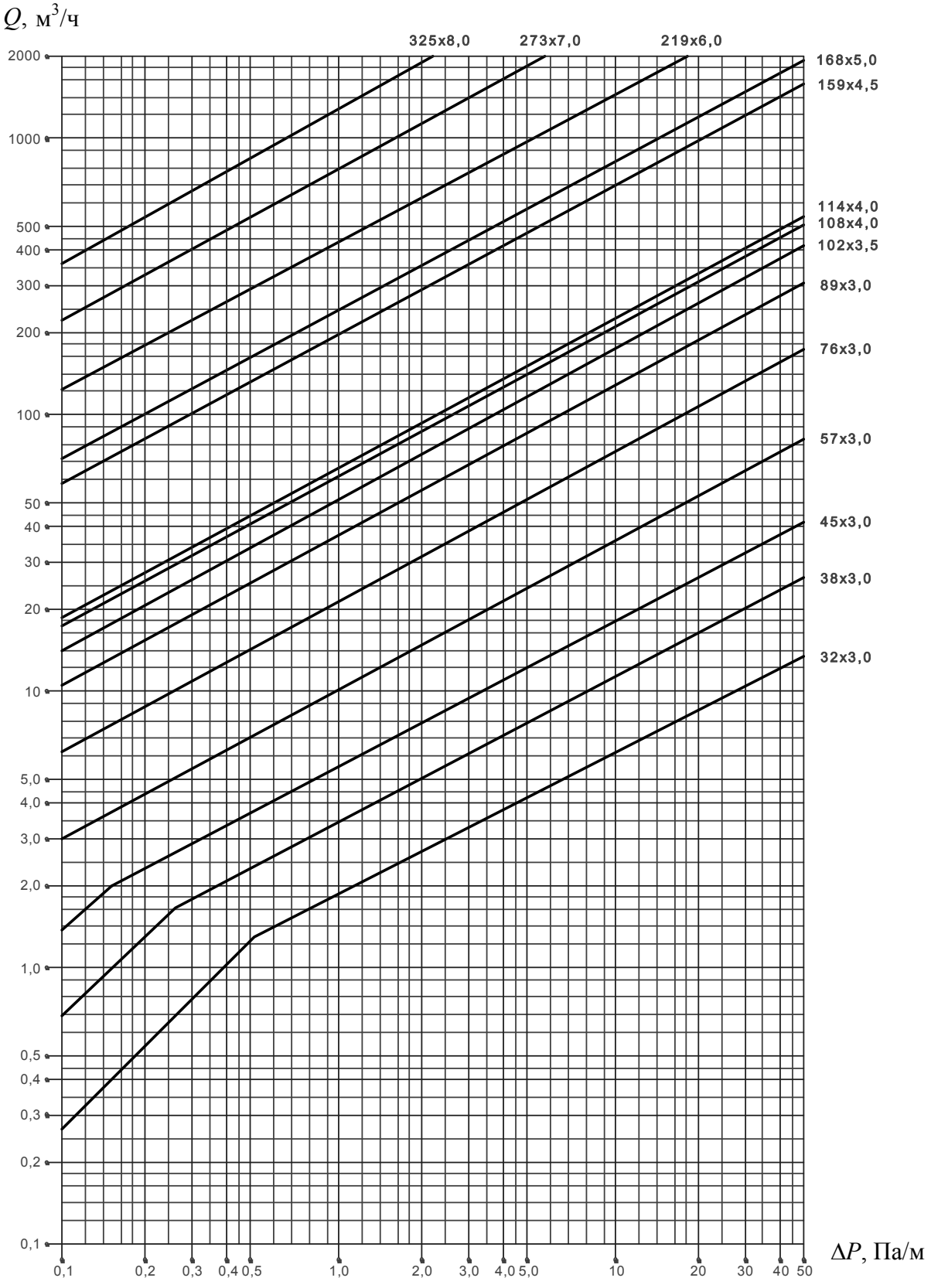


Рис. 1. Номограмма для расчета стальных газопроводов при пропуске биогаза низкого давления (биогаз: CH_4 – 55 %, CO_2 – 45 %, $\rho_2 = 1{,}28$, $\nu = 10{,}56 \cdot 10^{-6}$)

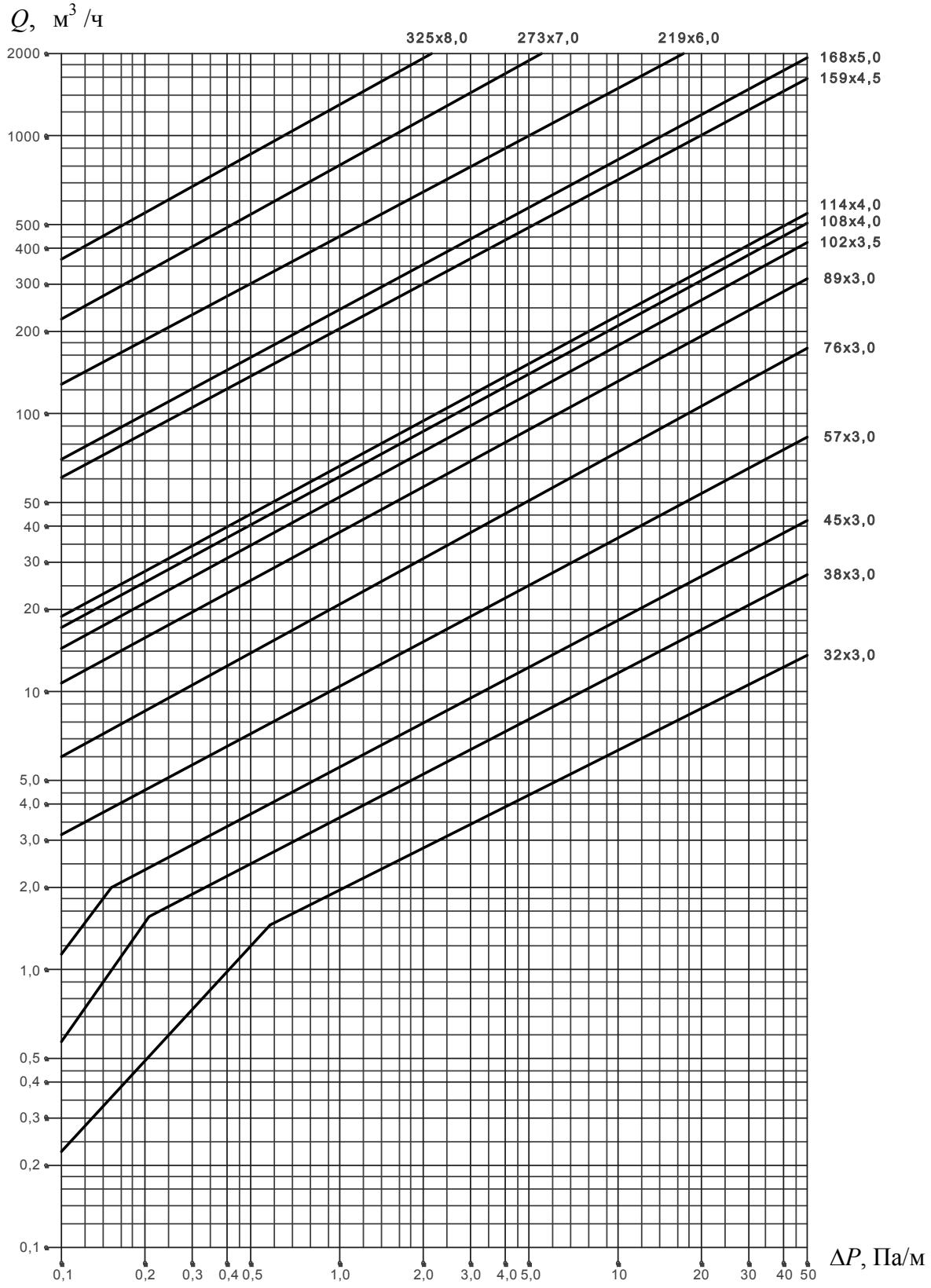


Рис. 2. Номограмма для расчета стальных газопроводов при пропуске биогаза низкого давления (биогаз: CH_4 – 60 %, CO_2 – 40 %, $\rho_2 = 1{,}22$, $\nu = 11{,}67 \cdot 10^{-6}$)

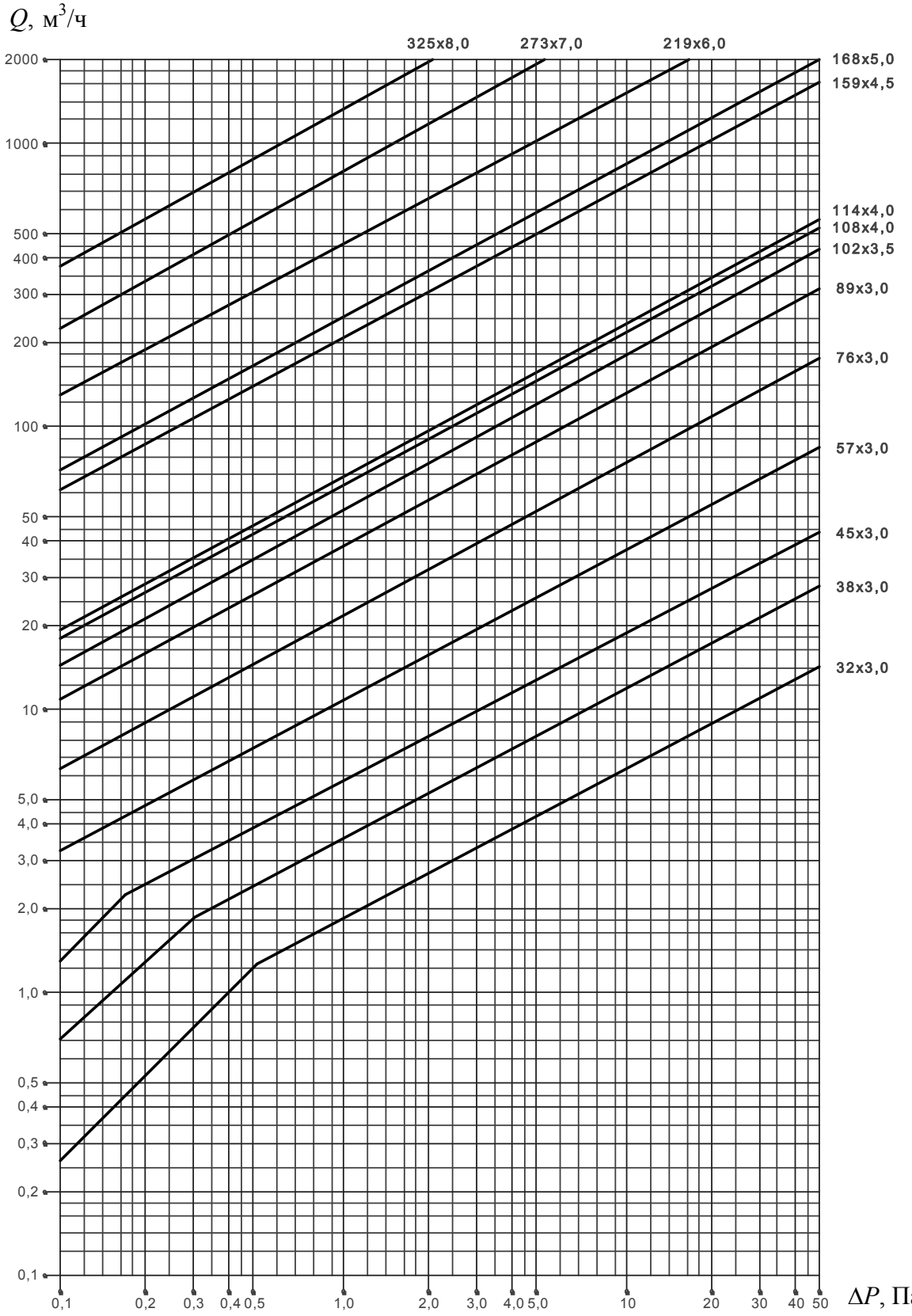


Рис. 3. Номограмма для расчета стальных газопроводов при пропуске биогаза низкого давления (биогаз: CH_4 – 65 %, CO_2 – 35 %, $\rho_2 = 1{,}16$, $\nu = 12{,}05 \cdot 10^{-6}$)

Пример 3. Выполнить гидравлический расчет системы снабжения биогазом объектов фермерского хозяйства. Газ из двух метантенков в количестве 3,01 м^3/ч через влагоотделитель направляется для отопления телятников. В летнее время года на нужды телятника тре-

буется 1,757 м^3/ч биогаза, в зимнее время – 7,04 м^3/ч. Таким образом, в летнее время года имеется существенный избыток биогаза, который накапливается в газгольдере, откуда отбирается в холодный период. В результате расчета тепловых нагрузок установлено, что после покрытия собственных нужд биогазовой установки и всех технологических и отопительных тепловых нагрузок помещений хозяйства остается избыток биогаза в количестве 0,504 м^3/ч, который может быть реализован другим потребителям. Давление биогаза на выходе их биореакторов 1600 Па. Средний состав биогаза: метан – 60 % по объему, диоксид углерода – 40 % по объему.

Решение. Для удобства расчета составим расчетную схему газопроводов (рис. 4), на которой условными обозначениями покажем метантенки, влагоотделитель, регулятор давления, газгольдер. Разобьем сеть газопроводов на расчетные участки: участок 1–2 – от биореакторов до точки отбора товарного биогаза; 2–3 – до байпасной линии газгольдера (обеспечивает непосредственный отбор газа в теплый период года); 3–4 – байпас газгольдера; 3–5–4 – основной газопровод через газгольдер; 4–6 – газопровод в помещение телятника; 2–7 – ответвление для отбора товарного биогаза. На расчетной схеме укажем расходы газа на участках сети, а также определенные в результате расчета диаметры участков и давление в узловых точках.

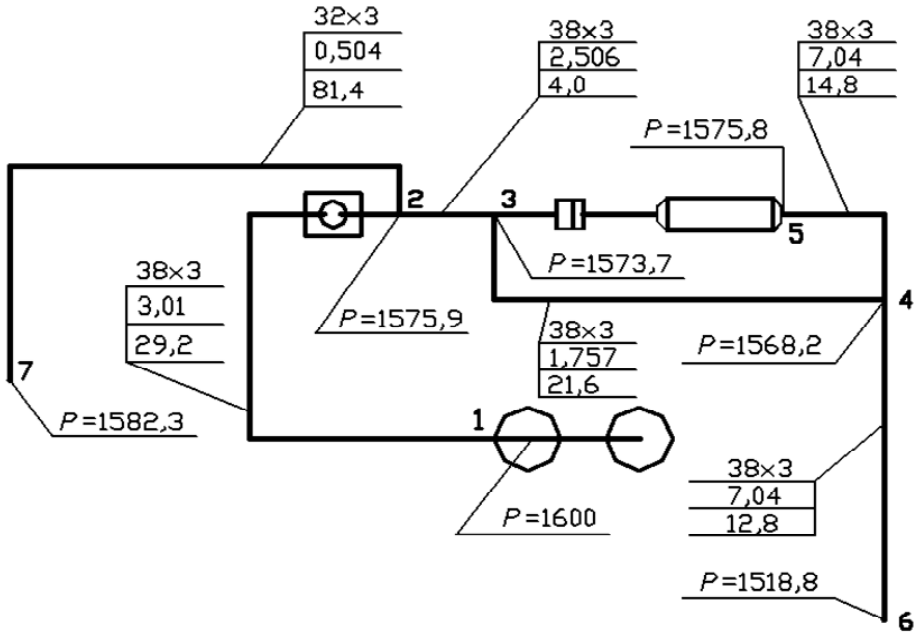


Рис. 4. Расчетная схема биогазовой сети фермерского хозяйства

Результаты расчета удобно представить в виде таблицы. Для определения удельных потерь давления используем номограмму, представленную на рис. 2, для другого состава биогаза используем номограммы на рис. 1, 3. Потери давления в местных сопротивлениях учитываем путем увеличения расчетной длины на 10 % по сравнению с действительной. На конечном участке газопровода к помещениям телятников принимаем расчетный расход биогаза для холодного периода года.

Биогазопроводы целесообразно проектировать надземными, с прокладкой на опорах высотой 2,2 м на территории хозяйства, а в местах проезда автотранспорта – высотой 5 м. Расстояние между опорами в зависимости от диаметра газопровода принимается для труб с условным диаметром 32 мм равным 3 м; для труб с d_y = 65 мм l = 6,5 м; для труб с d_y = 100 мм l = 10 м.

Гидравлический расчет биогазопроводов фермерского хозяйства

Номер участка	Длина, м		Расход газа, $м^3/ч$	Диаметр $d_н \times δ$, мм	Удельные потери давления, Па/м	Потери давления на участке, Па	Давление в узле, Па
	действительная	расчетная					
1–2	29,2	32,12	3,01	38×3	0,75	24,1	1575,9
2–3	4,0	4,4	2,506	38×3	0,5	2,2	1573,7
3–4	21,6	23,76	1,757	38×3	0,23	5,5	1568,2
4–6	12,8	14,1	7,04	38×3	3,5	49,4	1518,8
3–5	4,5	4,95	2,506	38×3	0,5	2,5	1571,2
5–4	14,8	16,28	7,04	38×3	3,5	57,0	1518,8
2–7	85	93,5	0,501	32×3	0,2	18,7	1582,3

Приложение 9

Таблицы для гидравлического расчета стальных газопроводов низкого давления

Таблица 1

Таблица для расчета газопроводов низкого давления [трубы стальные водогазопроводные (газовые) ГОСТ 3262–75*]

Удельные потери давления, Па/м	Условный проход, дюймы; наружный и внутренний диаметры, мм							
	1/2; 21,26 и 15,75	3/4; 26,75 и 21,25	1; 33,5 и 27	1 1/4; 42,25 и 35,75	1 1/2; 48 и 41	2; 60 и 53	2 1/2; 75 и 68	3; 88,5 и 80,5
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Природный газ ($\rho = 0{,}73$ кг/м^3; $\nu = 15 \cdot 10^{-6}$ м^2/с)								
0,1	0,049/0,018	0,16/0,059	0,42/0,155	1,23/0,46	2,15/0,76	4,32/1,1	8,50/1,6	13,4/2,0
0,11	0,053/0,020	0,18/0,067	0,47/0,174	1,41/0,52	2,27/0,80	4,55/1,2	9,97/1,6	14,1/2,1
0,12	0,058/0,021	0,19/0,070	0,51/0,189	1,55/0,57	2,39/0,81	4,78/1,2	9,42/1,6	14,8/2,1
0,15	0,073/0,027	0,24/0,089	0,63/0,23	1,85/0,65	2,71/0,84	5,43/1,2	10,7/1,7	16,8/2,1
0,17	0,082/0,030	0,27/0,099	0,71/0,26	2,01/0,70	2,91/0,86	5,83/1,2	11,4/1,7	18,1/2,2
0,20	0,097/0,036	0,32/0,118	0,84/0,31	2,20/0,72	3,19/0,88	6,39/1,3	12,5/1,8	19,9/2,3
0,22	0,11/0,041	0,36/0,133	0,92/0,34	2,31/0,73	3,36/0,89	6,73/1,3	13,3/1,8	20,9/2,3
0,25	0,12/0,044	0,40/0,148	1,05/0,39	2,49/0,75	3,61/0,91	7,25/1,3	14,2/1,8	22,5/2,3
0,27	0,13/0,048	0,43/0,159	1,13/0,42	2,72/0,76	3,78/0,92	7,59/1,3	14,9/1,9	23,5/2,4
0,30	0,14/0,052	0,48/0,178	1,26/0,47	2,76/0,77	4,0/0,93	8,06/1,3	15,9/1,9	25,0/2,4
0,33	0,16/0,059	0,53/0,196	1,34/0,47	2,91/0,78	4,24/0,94	8,50/1,4	16,7/1,9	26,3/2,4
0,35	0,17/0,063	0,56/0,20	1,42/0,50	3,03/0,78	4,38/0,95	8,81/1,4	17,3/1,9	27,4/2,4
0,37	0,18/0,067	0,60/0,22	1,46/0,53	3,13/0,78	4,51/0,95	9,08/1,4	17,9/2,0	28,2/2,5
0,44	0,22/0,081	0,69/0,25	1,61/0,54	3,42/0,81	4,96/0,97	9,98/1,4	19,7/2,0	31,1/2,5
0,50	0,24/0,089	0,86/0,32	1,73/0,55	3,69/0,82	5,36/1,0	10,8/1,4	21,2/2,0	33,5/2,6
0,56	0,27/0,1	0,90/0,33	1,85/0,56	3,96/0,83	5,73/1,0	11,5/1,5	22,7/2,1	35,8/2,6
0,62	0,29/0,107	1,0/0,37	1,97/0,57	4,21/0,84	6,09/1,0	12,2/1,5	24,1/2,1	38,1/2,6
0,69	0,34/0,126	1,07/0,38	2,07/0,58	4,45/0,86	6,45/1,0	12,9/1,5	25,5/2,2	40,3/2,7

Продолжение табл. 1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
0,75	0,36/0,133	1,13/0,41	2,18/0,59	4,67/0,87	6,76/1,0	13,6/1,5	26,8/2,2	42,3/2,7
0,81	0,39/0,144	1,18/0,42	2,28/0,59	4,89/0,89	7,07/1,1	14,2/1,5	28,0/2,2	44,2/2,8
0,87	0,42/0,155	1,23/0,42	2,38/0,60	5,12/0,90	7,39/1,1	14,8/1,6	29,3/2,2	46,2/2,8
0,94	0,45/0,167	1,28/0,43	2,47/0,60	5,32/0,90	7,70/1,1	15,4/1,6	30,4/2,2	48,1/2,8
1,00	0,48/0,178	1,35/0,43	2,58/0,61	5,53/0,91	8,0/1,1	16,1/1,6	31,7/2,2	50,1/2,8
1,25	0,61/0,23	1,53/0,45	2,92/0,62	6,25/0,93	9,05/1,1	18,2/1,6	35,8/2,3	56,6/2,9
1,50	0,72/0,27	1,71/0,46	3,24/0,64	6,97/0,96	10,1/1,2	20,3/1,7	39,9/2,4	63,1/3,0
1,75	0,82/0,29	1,85/0,47	3,54/0,65	7,60/1,0	11,1/1,2	22,2/1,7	43,6/2,4	68,8/3,1
2,0	0,88/0,32	2,0/0,48	3,83/0,67	8,22/1,0	11,9/1,2	23,9/1,7	47,2/2,5	74,5/3,1
2,25	0,94/0,32	2,13/0,48	4,1/0,68	8,79/1,0	12,7/1,2	25,6/1,8	50,5/2,6	79,7/3,2
2,50	1,0/0,32	2,26/0,49	4,35/0,69	9,34/1,0	13,5/1,2	27,2/1,8	53,6/2,6	84,6/3,2
2,75	1,06/0,32	2,40/0,50	4,60/0,70	9,89/1	14,2/1,3	28,8/1,8	56,7/2,6	89,5/3,2
3,0	1,11/0,33	2,51/0,51	4,84/0,71	10,37/1	14,9/1,3	30,2/1,8	59,5/2,6	94,1/3,3
3,25	1,16/0,33	2,64/0,51	5,07/0,72	10,88/1	15,7/1,3	31,7/1,9	62,5/2,7	98,6/3,3
3,50	1,21/0,34	2,75/0,52	5,30/0,72	11,30/1	16,4/1,3	33,1/1,9	65,1/2,7	102/3,4
3,75	1,27/0,34	2,85/0,52	5,54/0,73	11,72/1	17,1/1,3	34,3/1,9	67,6/2,7	107/3,4
4,0	1,31/0,34	2,96/0,53	5,69/0,74	12,24/1	17,7/1,3	35,6/1,9	70,1/2,7	111/3,4
4,25	1,35/0,35	3,07/9,53	5,89/0,74	12,66/1	18,3/1,3	36,8/1,9	72,53/2,8	114/3,5
4,50	1,40/0,35	3,17/0,53	6,09/0,75	13,08/1	18,9/1,4	38,1/2,0	75,0/2,8	118/3,5
4,75	1,44/0,35	3,28/0,54	6,29/0,76	13,51/1	19,6/1,4	39,3/2,0	77,4/2,8	122/3,5
5,0	1,49/0,36	3,43/0,55	6,48/0,77	13,92/1	20,1/1,4	40,5/2,0	79,7/2,8	125/3,6
5,25	1,52/0,36	3,46/0,55	6,67/0,77	14,34/1	20,62/1,4	41,6/2,0	82,0/2,8	129/3,6
5,50	1,57/0,36	3,56/0,55	6,84/0,77	14,65/1	21,2/1,4	42,8/2,0	84,3/2,9	132/3,6
5,75	1,61/0,36	3,65/0,56	7,01/0,78	15,07/1	21,8/1,4	43,8/2,1	86,3/2,9	136/3,6
6,0	1,65/0,36	3,74/0,56	7,18/0,78	15,39/1	22,3/1,4	44,9/2,1	88,4/2,9	139/3,7
6,25	1,69/0,36	3,82/0,56	7,35/0,78	15,7/1,0	22,8/1,4	45,9/2,1	90,5/2,9	142/3,7
7,50	1,87/0,37	4,25/0,57	8,16/0,81	17,48/1,0	25,3/1,5	51,1/2,1	100,5/2,9	158/3,8
8,75	2,05/0,38	4,64/0,59	8,92/0,83	19,25/1,0	27,7/1,5	55,8/2,2	109,9/3,0	173/3,8
10,0	2,2/0,39	5,0/0,60	9,63/0,84	20,6/1,0	29,9/1,5	60,2/2,2	118,3/3,1	186/3,9

Продолжение табл. 1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
12,50	2,5/0,40	5,68/0,62	10,93/0,87	23,4/1,0	33,9/1,6	68,3/2,3	133/3,2	208/3,9
15,00	2,78/0,41	6,27/0,63	12,04/0,89	24,7/1,0	37,6/1,6	76,4/2,3	147/3,2	227/3,9
17,50	3,05/0,42	6,82/0,65	13,08/0,91	28,2/1,0	41,1/1,6	82,4/2,3	158/3,2	246/3,9
20,0	3,29/0,43	7,38/0,66	14,13/0,93	30,5/1,0	44,5/1,6	88,3/2,3	169/3,2	262/3,9
25,0	3,77/0,44	8,48/0,68	16,2/0,96	34,9/1,0	49,9/1,6	98,5/2,3	189/3,2	294/3,9
30,0	4,18/0,45	9,37/0,69	18,2/1,0	38,2/1,0	54,7/1,6	107,2/2,3	207/3,2	323/3,9
35,0	4,56/0,46	10,26/0,70	19,7/1,0	41,3/1,0	59,1/1,6	116,0/2,3	224/3,2	349/3,9
40,0	4,92/0,47	11,1/0,70	21,0/1,0	43,9/1,0	63,3/1,6	125/2,3	239/3,2	372/3,9
45,0	5,27/0,49	11,9/0,70	22,3/1,0	46,8/1,0	67,1/1,6	132/2,3	254/3,2	395/3,9
50,0	5,62/0,50	12,4/0,70	23,5/1,0	48,9/1,0	70,7/1,6	139/2,3	267/3,2	416/3,9
Искусственные коксовые газы ($\rho = 0{,}5$ кг/м^3; $\nu = 25 \cdot 10^{-6}$ м^2/с)								
0,1	- / -	0,14/0,031	0,37/0,082	1,12/0,25	1,95/0,43	4,99/1,0	9,81/1,4	15,5/1,8
0,11	0,047/0,010	0,16/0,035	0,40/0,088	1,24/0,27	2,14/0,47	5,28/1,0	10,4/1,5	16,4/1,9
0,12	0,051/0,011	0,17/0,038	0,44/0,097	1,35/0,30	2,34/0,54	5,53/1,0	10,9/1,5	17,2/1,9
0,15	0,064/0,014	0,21/0,046	0,55/0,12	1,69/0,37	2,92/0,65	6,28/1,1	12,4/1,5	19,6/2,0
0,17	0,072/0,01	0,24/0,053	0,62/0,14	1,91/0,42	3,30/0,73	6,76/1,1	13,2/1,6	21,0/2,0
0,20	0,085/0,019	0,28/0,062	0,73/0,16	2,25/0,50	3,69/0,76	7,41/1,1	14,6/1,6	23,0/2,0
0,22	0,094/0,021	0,31/0,068	0,80/0,18	2,48/0,55	3,90/0,78	7,82/1,1	15,4/1,6	24,5/2,1
0,25	0,11/0,024	0,35/0,077	0,92/0,20	2,82/0,62	4,20/0,80	8,42/1,2	16,6/1,6	26,2/2,1
0,27	0,12/0,026	0,38/0,084	0,99/0,22	3,03/0,66	4,38/0,81	8,80/1,2	17,3/1,7	27,4/2,1
0,30	0,13/0,029	0,42/0,093	1,11/0,25	3,21/0,67	4,66/0,82	9,47/1,2	18,4/1,7	29,1/2,2
0,33	0,14/0,031	0,45/0,099	1,21/0,27	3,39/0,68	4,92/0,83	9,86/1,2	19,4/1,7	30,7/2,2
0,35	0,15/0,033	0,49/0,11	1,28/0,28	3,51/0,68	5,08/0,84	10,2/1,2	20,1/1,7	31,7/2,2
0,37	0,16/0,035	0,52/0,12	1,35/0,30	3,61/0,69	5,25/0,85	10,5/1,2	20,7/1,7	32,8/2,2
0,44	0,19/0,042	0,62/0,14	1,62/0,36	4,00/0,70	5,80/0,87	11,6/1,2	22,9/1,8	36,2/2,3
0,50	0,21/0,046	0,70/0,15	1,83/0,40	4,31/0,72	6,23/0,88	12,5/1,3	24,6/1,8	39,6/2,3
0,56	0,24/0,053	0,79/0,17	2,05/0,45	4,59/0,73	6,65/0,90	13,4/1,3	26,3/1,8	41,5/2,3
0,62	0,26/0,057	0,87/0,19	2,27/0,50	4,87/0,74	7,04/0,91	14,2/1,3	27,8/1,9	44,0/2,4
0,69	0,30/0,066	0,97/0,21	2,42/0,51	5,18/0,75	7,49/0,92	15,0/1,3	30,2/1,9	46,7/2,4

Продолжение табл. 1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
0,75	0,32/0,071	1,06/0,23	2,54/0,51	5,42/0,76	7,86/0,93	15,8/1,4	31,0/1,9	49,0/2,4
0,81	0,34/0,075	1,14/0,25	2,66/0,52	5,67/0,77	8,21/0,94	16,4/1,4	32,4/1,9	51,2/2,5
0,87	0,37/0,082	1,23/0,27	2,77/0,53	5,90/0,78	8,55/0,95	17,2/1,4	33,8/2,0	53,3/2,5
0,94	0,40/0,088	1,33/0,29	2,90/0,53	6,17/0,79	8,93/0,96	18,0/1,4	35,2/2,0	55,8/2,5
1,0	0,42/0,093	1,41/0,31	3,00/0,54	6,40/0,80	9,26/0,97	18,6/1,4	36,5/2,0	57,8/2,6
1,25	0,53/0,12	1,76/0,39	3,39/0,55	7,25/0,82	10,1/0,99	21,1/1,5	39,6/2,1	65,6/2,6
1,50	0,64/0,14	1,96/0,40	3,77/0,57	8,05/0,84	11,7/1,1	23,4/1,5	46,0/2,1	72,8/2,7
1,75	0,74/0,16	2,15/0,41	4,11/0,58	8,79/0,86	12,7/1,1	25,6/1,5	50,3/2,2	79,5/2,7
2,0	0,85/0,19	2,32/0,42	4,44/0,59	9,49/0,87	13,8/1,1	27,6/1,6	54,3/2,2	85,8/2,8
2,25	0,95/0,21	2,48/0,43	4,74/0,60	10,2/0,89	14,7/1,1	29,6/1,6	57,8/2,2	91,8/2,9
2,50	1,06/0,23	2,63/0,43	5,04/0,61	10,8/0,90	15,6/1,1	31,4/1,6	61,7/2,3	97,5/2,9
2,75	1,15/0,25	2,78/0,44	5,24/0,62	11,4/0,92	16,3/1,1	33,1/1,6	65,1/2,3	103/2,9
3,0	1,27/0,28	2,92/0,44	5,59/0,63	12,0/0,93	17,4/1,1	35,3/1,6	68,5/2,3	108/3,0
3,25	1,35/0,30	3,05/0,45	5,87/0,63	12,5/0,94	18,2/1,2	36,4/1,7	71,7/2,4	113/3,0
3,50	1,42/0,31	3,19/0,45	6,11/0,64	13,1/0,95	18,9/1,2	38,0/1,7	74,7/2,4	118/3,0
3,75	1,47/0,31	3,32/0,46	6,35/0,64	13,6/0,96	19,7/1,2	39,5/1,7	77,7/2,4	123/3,1
4,0	1,53/0,31	3,44/0,46	6,59/0,65	14,1/0,97	20,5/1,2	41,0/1,7	80,6/2,4	128/3,1
4,25	1,57/0,31	3,56/0,47	6,83/0,66	14,6/0,98	21,2/1,2	42,5/1,7	83,5/2,5	132/3,1
4,50	1,63/0,32	3,68/0,47	7,03/0,66	15,1/0,98	21,9/1,2	43,8/1,7	86,3/2.5	136/3,2
4,75	1,69/0,32	3,80/0,48	7,27/0,67	15,5/0,99	22,5/1,2	45,3/1,8	88,9/2,5	141/3,2
5,0	1,73/0,32	3,91/0,48	7,49/0,68	16,1/1,0	23,2/1,2	46,6/1,8	91,3/2,5	144/3,2
5,25	1,77/0,32	4,03/0,48	7,71/0,68	16,5/1,0	23,9/1,2	47,9/1,8	94,1/2,5	149/3,2
5,50	1,83/0,33	4,13/0,49	7,91/0,68	16,9/1,0	24,6/1,3	49,2/1,8	96,7/2,6	153/3,3
5,75	1,88/0,33	4,24/0,49	8,11/0,69	17,4/1,0	25,2/1,3	50,5/1,8	99,2/2,6	156/3,3
6,0	1,93/0,33	4,33/0,49	8,31/0,69	17,8/1,0	25,8/1,3	51,7/1,8	102/2,6	161/3,3
6,25	1,97/0,33	4,44/0,50	8,51/0,70	18,2/1,0	26,4/1,3	52,8/1,9	104/2,6	165/3,3
7,50	2,19/0,34	4,94/0,51	9,44/0,71	20,2/1,1	29,3/1,3	58,8/1,9	115/2,7	183/3,4
8,75	2,39/0,35	5,39/0,52	10,3/0,73	22,0/1,1	32,0/1,3	64,1/1,9	126/2,7	210/3,5
10,0	2,58/0,35	5,81/0,53	11,2/0,75	23,8/1,1	34,2/1,4	69,2/1,9	136/2,8	215/3,6

133

Продолжение табл. 1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
12,50	2,93/0,36	6,59/0,54	12,6/0,77	26,6/1,1	39,1/1,4	78,7/2,0	155/2,9	244/3,7
15,0	3,24/0,37	7,31/0,56	14,0/0,79	29,9/1,2	43,4/1,4	87,1/2,1	172/2,9	271/3,8
17,0	3,31/0,38	7,98/0,57	15,3/0,80	32,7/1,2	47,4/1,5	95,2/2,1	190/3,0	299/3,9
20,0	3,83/0,39	8,62/0,58	17,7/0,84	35,4/1,2	51,2/1,5	103/2,2	202/3,1	319/3,9
25,0	3,99/0,40	9,78/0,60	18,8/0,85	40,2/1,3	58,2/1,6	117/2,2	229/3,2	357/3,9
30,0	4,83/0,41	10,9/0,62	20,8/0,87	44,6/1,3	64,6/1,6	130/2,3	250/3,2	390/3,9
35,0	5,28/0,42	11,8/0,63	22,7/0,89	48,6/1,3	70,7/1,7	141/2,3	271/3,2	403/3,9
40,0	5,69/0,43	12,8/0,64	24,6/0,91	53,1/1,4	75,9/1,7	149/2,3	289/3,2	430/3,9
45,0	6,07/0,44	13,7/0,65	26,2/0,92	56,5/1,4	80,5/1,7	159/2,3	307/3,2	456/3,9
50,0	6,45/0,45	13,9/0,66	27,9/0,94	59,5/1,4	85,0/1,7	168/2,3	324/3,2	481/3,9
Пары технического пропана (ρ = 2 кг/м^3)								
0,1	0,045/0,041	0,15/0,14	0,39/0,36	0,96/0,72	1,39/0,86	2,79/1,3	5,50/1,8	8,68/2,3
0,11	0,049/0,045	0,17/0,16	0,43/0,39	1,01/0,73	1,47/0,88	2,95/1,3	5,81/1,8	9,16/2,3
0,12	0,054/0,050	0,18/0,17	0,47/0,43	1,06/0,75	1,54/0,89	3,10/1,3	6,10/1,9	9,63/2,3
0,15	0,067/0,062	0,22/0,20	0,56/0,50	1,21/0,76	1,80/0,92	3,52/1,3	6,93/1,9	11,2/2,4
0,17	0,076/0,070	0,25/0,23	0,61/0,51	1,30/0,78	1,88/0,93	3,78/1,4	7,45/1,9	11,8/2,5
0,20	0,09/0,083	0,30/0,27	0,66/0,52	1,42/0,79	2,06/0,95	4,15/1,4	8,20/2,0	12,9/2,5
0,22	0,10/0,092	0,33/0,30	0,70/0,53	1,50/0,81	2,18/0,96	4,38/1,4	8,63/2,0	13,6/2,5
0,25	0,11/0,101	0,37/0,34	0,76/0,54	1,62/0,82	2,35/0,99	4,71/1,4	9,28/2,0	14,6/2,6
0,27	0,12/0,103	0,40/0,37	0,79/0,54	1,69/0,83	2,51/1,0	4,92/1,5	9,90/2,1	15,3/2,6
0,30	0,13/0,104	0,44/0,40	0,84/0,55	1,79/0,83	2,60/1,0	5,23/1,5	10,3/2,1	16,3/2,7
0,33	0,15/0,106	0,46/0,40	0,89/0,56	1,89/0,84	2,75/1,0	5,52/1,5	11,2/2,1	17,2/2,7
0,35	0,16/0,107	0,48/0,41	0,92/0,56	1,96/0,85	2,84/1,0	5,71/1,5	11,3/2,1	17,8/2,7
0,37	0,17/0,108	0,49/0,41	0,95/0,57	2,02/0,86	2,93/1,1	5,89/1,5	11,6/2,2	18,3/2,8
0,44	0,21/0,11	0,54/0,42	1,07/0,59	2,24/0,87	3,24/1,1	6,50/1,6	12,8/2,2	20,3/2,8
0,50	0,23/0,12	0,58/0,43	1,12/0,59	2,40/0,89	3,48/1,1	7,00/1,6	13,8/2,2	21,8/2,9
0,55	0,25/0,15	0,63/0,43	1,23/0,61	2,56/0,91	3,72/1,1	7,47/1,6	14,7/2,3	23,3/2,9
0,65	0,27/0,17	0,66/0,44	1,27/0,61	2,72/0,92	3,94/1,1	7,91/1,6	15,6/2,3	24,6/3,0
0,69	0,31/0,21	0,70/0,45	1,35/0,62	2,89/0,93	4,19/1,2	8,40/1,7	16,6/2,4	26,2/3,0

134

Продолжение табл. 1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
0,79	0,33/0,29	0,74/0,45	1,42/0,63	3,03/0,94	4,39/1,2	8,80/1,7	17,4/2,4	27,4/3,0
0,81	0,34/0,30	0,77/0,46	1,48/0,64	3,20/0,96	4,60/1,2	9,20/1,7	18,2/2,4	28,7/3,1
0,87	0,36/0,31	0,80/0,46	1,54/0,64	3,30/0,97	4,78/1,2	9,60/1,7	18,9/2,5	29,9/3,1
0,94	0,37/0,31	0,84/0,47	1,62/0,65	3,45/0,98	4,96/1,2	10,0/1,7	19,8/2,5	31,2/3,2
1,0	0,39/0,32	0,87/0,48	1,67/0,66	3,57/0,99	5,17/1,3	10,4/1,8	20,5/2,5	32,3/3,2
1,25	0,44/0,32	1,00/0,49	1,90/0,68	4,06/1,0	5,88/1,3	11,8/1,8	23,3/2,6	36,7/3,3
1,50	0,49/0,33	1,10/0,50	2,10/0,69	4,50/1,0	6,52/1,3	13,1/1,8	25,8/2,6	40,7/3,4
1,75	0,53/0,34	1,20/0,51	2,30/0,71	4,92/1,1	7,12/1,3	14,3/1,9	28,2/2,7	44,5/3,4
2,0	0,57/0,35	1,30/0,52	2,48/0,72	5,31/1,1	7,68/1,3	15,5/1,9	30,4/2,7	45,5/3,5
2,22	0,61/0,35	1,39/0,53	2,66/0,73	5,68/1,1	8,22/1,4	16,6/1,9	32,6/2,7	49,9/3,6
2,50	0,65/0,36	1,47/0,54	2,92/0,75	6,03/1,1	8,73/1,4	17,6/1,9	33,8/2,8	54,5/3,6
2,75	0,69/0,36	1,56/0,55	2,98/0,76	6,51/1,1	9,23/1,4	18,5/2,0	36,5/2,9	57,6/3,7
3,0	0,72/0,37	1,63/0,55	3,13/0,77	6,69/1,2	9,69/1,4	19,5/2,0	38,8/2,9	63,4/3,8
3,25	0,76/0,37	1,71/0,56	3,28/0,78	6,96/1,2	10,2/1,4	20,4/2,0	40,2/2,9	66,2/3,8
3,50	0,79/0,38	1,78/0,57	3,42/0,78	7,31/1,2	10,6/1,4	21,3/2,0	41,9/3,0	68,8/3,9
3,75	0,82/0,38	1,86/0,57	3,56/0,79	7,60/1,2	11,0/1,5	22,1/2,0	43,6/3,0	69,5/3,9
4,0	0,85/0,38	1,93/0,58	3,69/0,80	7,90/1,2	11,4/1,5	23,0/2,0	45,2/3,0	71,6/3,9
4,25	0,88/0,39	2,00/0,58	3,80/0,80	8,16/1,2	11,8/1,5	23,8/2,0	46,8/3,1	73,7/3,9
4,50	0,91/0,39	2,06/0,59	3,95/0,81	8,43/1,2	12,5/1,5	24,6/2,1	48,4/3,1	75,0/3,9
4,75	0,94/0,39	2,13/0,59	4,07/0,82	8,70/1,2	12,6/1,5	25,3/2,1	50,0/3,2	78,2/3,9
5,0	0,97/0,40	2,19/0,60	4,19/0,83	8,90/1,2	13,0/1,5	26,1/2,2	51,5/3,2	80,0/3,9
5,25	1,00/0,40	2,25/0,60	4,30/0,83	9,21/1,3	13,4/1,5	26,8/2,2	52,8/3,2	82,0/3,9
5,50	1,02/0,40	2,31/0,60	4,43/0,84	9,46/1,3	13,7/1,5	27,6/2,5	54,0/3,2	84,0/3,9
5,70	1,05/0,41	2,37/0,61	4,54/0,84	9,70/1,3	14,1/1,6	28,3/2,2	55,4/3,2	86.0/3,9
6,0	1,08/0,41	2,43/0,61	4,66/0,85	9,94/1,3	14,4/1,6	28,9/2,3	56,5/3,2	88,0/3,9
6,25	1,11/0,41	2,50/0,62	4,76/0,85	10,2/1,3	14,7/1,6	33,6/2,3	57,6/3,2	89,5/3,9
7,50	1,22/0,42	2,76/0,63	5,28/0,87	11,3/1,3	16,4/1,6	36,8/2,3	63,0/3,2	98,0/3,9
8,75	1,34/0,43	3,01/0,65	5,78/0,90	12,4/1,4	17,9/1,7	39,7/2,3	68,1/3,2	106/3,9
10,0	1,44/0,44	3,25/0,66	6,23/0,92	15,10/1,4	19,1/1,7	42,5/2,3	72,7/3,2	112/3,9

135

Окончание табл. 1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
12,50	1,63/0,45	3,99/0,69	7,12/0,97	16,90/1,4	21,4/1,7	47,6/2,3	81,4/3,2	127/3,9
15,0	1,81/0,46	4,10/0,70	7,80/0,97	18,46/1,4	23,4/1,7	52,1/2,3	89,0/3,2	139/3,9
17,50	1,98/0,47	4,50/0,71	8,45/0,97	19,95/1,4	25,3/1,7	56,2/2,3	96,0/3,2	150/3,9
20,0	2,14/0,48	4,68/0,71	9,46/0,97	21,38/1,4	27,1/1,7	60,0/2,3	103/3,2	160/3,9
25,0	2,42/0,48	5,37/0,71	10,10/0,97	23,90/1,4	30,2/1,7	67,2/2,3	115/3,2	179/3,9
30,0	2,65/0,48	5,88/0,71	11,09/0,97	26,18/1,4	33,1/1,7	73,6/2,3	126/3,2	196/3,9
35,0	2,85/0,48	6,35/0,71	11,95/0,97	28,20/1,4	35,8/1,7	79,5/2,3	136/3,2	212/3,9
40,0	3,06/0,48	6,80/0,71	12,70/0,97	30,20/1,4	38,2/1,7	85,0/2,3	146/3,2	226/3,9
45,0	3,26/0,48	7,20/0,71	13,5/0,97	32,00/1,4	49,0/1,7	90,1/2,3	150/3,2	241/3,9
50,0	3,43/0,48	7,60/0,71	14,3/0,97	33,80/1,4	42,8/1,7	95,0/2,3	163/3,2	254/3,9

136

Таблица 2

Таблица для расчета газопроводов низкого давления (трубы стальные бесшовные ГОСТ 8732–85)

Удельные потери давления, Па/м	Условный проход, дюймы; наружный и внутренний диаметры, мм							
	100; 108×5 и 98	125; 133×5,5 и 122	150; 159×5,5 и 148	200; 219×7 и 205	250; 273×9 и 255	300; 325×10 и 305	350; 377×10 и 357	400; 426×11 и 404
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Природный газ ($\rho = 0{,}73$ кг/м^3; $\nu = 15 \cdot 10^{-6}$ м^2/с)								
0,1	22,9/2,7	41,4/3,7	70,0/4,9	169/8,0	307/10,9	498/14,1	767/17,8	1 071/19,6
0,11	24,2/2,8	43,6/3,8	73,8/5,0	179/8,1	323/11,0	525/14,3	808/18,0	1127/21,3
0,12	25,3/2,8	45,8/3,8	77,4/5,1	187/8,2	340/11,2	555/14,5	849/18,2	1185/21,6
0,15	28,8/2,9	52,0/3,9	88,0/5,2	213/8,5	386/11,5	626/14,9	963/18,8	1345/22,3
0,17	30,9/3,0	55,9/4,0	94,0/5,3	229/8,6	414/11,7	672/15,2	1034/19,1	1444/22,7
0,20	33,9/3,0	61,3/4,1	104/5,5	251/8,8	454/12,0	737/15,6	1136/19,6	1583/23,2
0,22	35,7/3,1	64,5/4,2	109/5,5	265/8,9	498/12,2	776/15,8	1193/19,8 1	1666/23,6
0,25	38,4/3,1	69,5/4,2	117/5,6	285/9,1	515/12,4	836/16,0	286/20,2	1796/24,0
0,27	40,2/3,2	72,7/4,3	122/5,7	298/9,2	539/12,5	875/16,2	1346/20,4	1879/24,3
0,3	42,7/3,2	77,2/4,3	131/5,8	317/9,3	572/12,7	929/16,4	1430/20,7	1995/24,6
0,33	45,0/3,3	81,5/4,4	138/6,0	334/9,4	604/12,9	980/16,7	1507/21,0	2104/25,0
0,35	46,7/3,3	84,5/4,5	143/6,0	346/9,5	626/13,0	1016/16,8	1564/21,2	2182/25,2
0,37	48,1/3,4	87,0/4,5	146/6,1	358/9,6	646/13,1	1047/17,0	1612/21,3	2250/25,4
0,44	53,0/3,4	95,6/4,6	162/6,2	392/9,8	710/13,4	1150/17,4	1771/21,5	2472/26,0
0,5	57,1/3,5	103/4,7	175/6,3	424/10,0	766/13,7	1243/17,7	1912/22,3	2669/26,5
0,56	61,0/3,5	110/4,8	186/6,4	452/10,2	817/13,9	1327/18,0	2042/22,6	2 851/26,9
0,62	64,9/3,6	118/4,8	199/6,5	481/10,3	870/14,1	1412/18,3	2172/23,1	3 032/27,3
0,69	68,8/3,6	124/4,9	210/6,6	511/10,4	921/14,4	1497/18,5	2302/23,3	3233/27,7
0,75	72,1/3,7	130/5,0	221/6,7	535/10,5	966/14,6	1569/18,7	2413/23,7	3369/28,1

Продолжение табл. 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
0,81	75,4/3,7	137/5,0	230/6,8	560/10,7	1011/14,7	1641/19,0	2525/24,0	3524/28,4
0,87	78,7/3,7	143/5,2	241/6,9	585/10,8	1056/14,8	1734/19,2	2637/24,1	3680/28,6
0,94	82,0/3,7	148/5,2	251/6,9	609/10,8	1100/14,9	1785/19,3	2748/24,3	3836/28,8
1,0	85,4/3,8	153/5,3	261/7,0	634/11,0	1144/15,2	1858/19,5	2859/24,7	3991/29,2
1,25	96,5/3,9	174/5,4	295/7,2	717/11,3	1293/15,6	2099/20,6	3231/25,4	4509/30,1
1,50	108/4,1	194/5,6	320/7,4	799/11,7	1443/16,1	2340/20,7	3601/26,1	5027/31,6
1,75	117/4,2	212/5,7	359/7,6	874/11,9	1575/16,4	2564/21,0	3883/26,6	5362/31,6
2,0	127/4,2	229/5,8	388/7,7	943/12,1	1701/16,7	2763/21,5	4147/26,8	5660/31,6
2,25	136/4,3	246/5,9	415/7,8	1009/12,4	1821/17,0	2957/21,8	4347/26,8	6004/31,6
2,50	144/4,3	261/6,0	441/7,9	1071/12,5	1932/17,2	3189/22,0	4661/26,8	6331/31,6
2,75	153/4,4	275/6,1	466/8,0	1132/12,7	2043/17,4	3192/22,0	4807/26,8	6618/31,6
3,00	160/4,4	290/6,1	489/8,1	1190/12,8	2104/17,4	3330/22,0	5027/26,8	6940/31,6
3,25	167/4,5	303/6,3	514/8,2	1247/13,0	2179/17,4	3472/22,0	5228/26,8	7221/31,6
3,50	175/4,6	317/6,3	536/8,3	1493/13,0	2258/17,4	3606/22,0	5430/26,8	7492/31,6
3,77	182/4,6	329/6,3	556/8,4	1343/13,0	2337/17,4	3730/22,0	5613/26,8	7752/31,6
4,0	188/4,7	341/6,4	577/8,5	1365/13,0	2414/17,4	3852/22,0	5798/26,8	8012/31,6
4,25	196/4,7	353/6,5	597/8,5	1408/13,0	2488/17,4	3972/22,0	5981/26,8	8251/31,6
4,50	202/4,7	364/6,5	617/8,6	1449/13,0	2560/17,4	4087/22,0	6155/26,8	8501/31,6
4,75	208/4,8	377/6,6	637/8,6	1488/13,0	2677/17,4	4192/22,0	6320/26,8	8725/31,6
5,0	215/4,8	388/6,6	652/8,6	1526/13,0	2698/17,4	4307/22,0	6484/26,8	8 948/31,6
5,25	221/4,8	399/6,7	671/8,7	1564/13,0	2762/17,4	4410/22,0	6640/26,8	9167/31,6
5,50	227/4,9	410/6,7	683/8,7	1602/13,0	2832/17,4	4520/22,0	6806/26,8	9396/31,6
5,75	232/4,9	420/6,7	698/8,7	1637/13,0	2893/17,4	4620/22,0	6952/26,8	9593/31,6
6,0	237/4,9	430/6,7	714/8,7	1674/13,0	2957/17,4	4721/22,0	7110/26,8	9832/31,6
6,25	243/4,9	440/6,7	728/8,7	1706/13,0	3018/17,4	4819/22,0	7255/26,8	10 004/31,6
7,50	270/5,0	481/6,7	797/8,7	1871/13,0	3305/17,4	5275/22,0	7944/26,8	10 967/31,6
8,75	291/5,0	519/6,7	862/5,7	2020/13,0	3569/17,4	5675/22,0	8574/26,8	11 830/31,6
10,0	312/5,0	556/6,7	921/8,7	2160/13,0	3817/17,4	6092/22,0	9177/26,8	12 663/31,6
12,5	348/5,0	621/6,7	1029/8,7	2414/13,0	4257/17,4	6810/22,0	10 255/26,8	14 151/31,6
15,0	382/5,0	680/6,7	1128/8,7	2646/13,0	4675/17,4	7462/22,0	11 237/26,8	15 503/31,6

Продолжение табл. 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
17,0	413/5,0	735/6,7	1218/8,7	2857/13,0	5049/17,4	8060/22,0	12 132/26,8	16 752/31,6
20,0	440/5,0	783/6,7	1298/8,7	3046/13,0	5396/17,4	8613/22,0	12 965/26,8	17 897/31,6
25,0	490/5,0	878/6,7	1456/8,7	3414/13,0	6034/17,4	9631/22,0	14 505/26,8	20 019/31,6
30,0	540/5,0	962/6,7	1594/8,7	3741/13,0	6609/17,4	10 551/22,0	15 888/26,8	21 923/31,6
35,0	584/5,0	1039/6,7	1722/8,7	4052/13,0	7140/17,4	11 393/22,0	17 168/26,8	23 692/31,6
40,0	624/5,0	1111/6,7	1842/8,7	4320/13,0	7633/17,4	12 184/22,0	18 344/26,8	25 326/31,6
45,0	662/5,0	1179/6,7	1953/8,7	4581/13,0	8095/17,4	12 923/22,0	19 457/26,8	26 855/31,6
50,0	698/5,0	1242/6,7	2059/8,7	4830/13,0	8534/17,4	13 620/22,0	20 508/26,8	28 312/31,6
Искусственные коксовые газы ($\rho = 0{,}5$ кг/м^3; $\nu = 25 \cdot 10^{-6}$ м^2/с)								
0,1	26,5/2,4	47,8/3,3	81,2/4,4	196/7,0	357/9,5	575/12,3	881/15,5	1231/18,3
0,11	28,0/2,5	50,5/3,4	85,8/4,4	207/7,1	374/9,6	607/12,5	930/15,6	1300/18,7
0,12	29,4/2,5	53,1/3,4	90,2/4,5	217/7,2	393/9,8	638/12,7	977/15,8	1360/18,9
0,15	33,4/2,6	60,3/3,5	103/4,7	247/7,4	446/10,1	724/13,0	1110/16,3	1551/19,5
0,17	35,8/2,6	64,0/3,6	110/4,8	261/7,5	479/10,2	778/13,3	1192/16,6	1667/19,9
0,20	39,3/2,7	71,1/3,7	122/4,9	289/7,7	526/10,5	854/13,6	1309/17,0	1828/20,3
0,22	41,5/2,7	75,0/3,7	128/4,9	307/7,8	555/10,7	899/13,8	1381/17,3	1932/20,6
0,25	44,7/2,8	80,7/3,8	137/5,0	330/8,0	596/10,9	973/14,1	1486/17,6	2078/21,0
0,27	46,7/2,8	84,3/3,8	143/5,0	345/8,1	623/11,0	1015/14,2	1553/17,8	2172/21,2
0,3	49,6/2,8	89,5/3,9	152/5,1	366/8,2	663/11,2	1076/14,3	1647/18,0	2306/21,6
0,33	52,4/2,9	94,6/3,9	161/5,2	387/8,3	700/11,3	1137/14,4	1741/18,3	2434/21,8
0,35	54,2/2,9	97,5/4,0	166/5,3	400/8,4	724/11,4	1175/14,6	1801/18,4	2517/22,0
0,37	55,9/2,9	101/4,0	172/5,3	413/8,5	746/11,5	1214/14,9	1858/18,6	2599/22,2
0,44	61,7/3,0	112/4,1	189/5,4	456/8,6	825/11,8	1339/15,2	2052/19,1	2874/22,8
0,5	66,4/3,1	120/4,2	204/5,5	490/8,8	889/12,0	1440/15,5	2209/19,4	3090/23,2
0,56	70,8/3,1	128/4,3	217/5,6	523/9,0	947/12,2	1537/15,8	2354/19,7	3297/23,6
0,62	75,0/3,2	136/4,3	230/5,7	555/9,1	1004/12,4	1630/16,0	2495/20,0	3493/23,9
0,69	79,5/3,2	144/4,4	245/5,8	589/9,2	1066/12,5	1777/16,3	2652/20,3	3713/24,3
0,75	83,7/3,2	151/4,4	257/5,9	618/9,3	1119/12,7	1816/16,4	2785/20,6	3894/24,5
0,81	87,4/3,3	158/4,5	268/5,9	646/9,4	1170/12,9	1898/16,5	2908/20,8	4068/24,9
0,87	91,1/3,3	164/4,5	279/6,0	672/9,5	1216/13,0	1976/16,8	3029/21,0	4237/25,1

Продолжение табл. 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
0,94	95,2/3,4	172/4,6	292/6,1	704/9,6	1272/13,1	2065/16,9	3165/21,3	4428/25,4
1,0	98,6/3,4	178/4,6	303/6,1	729/9,7	1318/13,2	2140/17,1	3282/21,4	4585/25,6
1,25	112/3,5	202/4,7	339/6,3	828/10,0	1496/13,7	2430/17,7	3728/22,1	5210/26,4
1,50	124/3,6	225/4,9	382/6,4	919/10,3	1660/14,1	2698/18,1	4134/22,7	5777/27,1
1,75	136/3,7	245/5,0	416/6,6	1008/10,5	1813/14,3	2946/18,5	4516/23,2	6312/27,8
2,0	146/3,7	265/5,1	451/6,7	1076/10,7	1958/14,6	3179/18,9	4874/23,7	6808/28,3
2,25	156/3,8	283/5,2	481/6,9	1159/10,9	2094/14,9	3400/19,2	5209/24,0	7285/28,8
2,50	166/3,9	301/5,3	511/7,0	1230/11,0	2221/15,1	3623/19,5	5533/24,4	7740/29,2
2,75	176/3,9	317/5,3	539/7,1	1310/11,2	2344/15,3	3813/19,8	5843/24,8	8169/29,7
3,00	185/3,9	333/5,4	567/7,2	1348/11,3	2468/15,5	4007/20,0	6134/25,1	8588/29,9
3,25	193/4,0	349/5,5	593/7,2	1428/11,5	2581/15,7	4190/20,2	6422/25,4	8715/30,0
3,50	201/4,0	363/5,5	619/7,3	1490/11,6	2696/15,8	4375/20,5	6709/25,7	9050/30,0
3,77	210/4,1	386/5,6	644/7,4	1551/11,7	2803/16,0	4552/20,7	6795/25,7	9350/30,0
4,0	218/4,1	393/5,6	668/7,5	1608/11,9	2908/16,2	4722/20,9	7020/25,7	9650/30,0
4,25	225/4,2	407/5,7	691/7,5	1665/12,0	3014/16,3	4888/21,0	7230/25,7	9970/30,0
4,50	233/4,2	414/5,7	714/7,6	1720/12,1	3101/16,4	4940/21,0	7450/25,7	10 250/30,0
4,75	240/4,2	433/5,8	736/7,7	1775/12,2	3212/16,6	5075/21,0	7650/25,7	10 550/30,0
5,0	247/4,3	447/5,8	760/7,7	1826/12,2	3302/16,7	5200/21,0	7840/25,7	10 800/30,0
5,25	254/4,3	459/5,9	779/7,8	1878/12,3	3350/16,7	5320/21,0	8035/25,7	11 085/30,0
5,50	261/4,3	472/5,9	802/7,8	1930/12,4	3410/16,7	5450/21,0	8210/25,7	11 360/30,0
5,75	268/4,3	484/5,9	821/7,9	1979/12,5	3500/16,7	5580/21,0	8400/25,7	11 640/30,0
6,0	274/4,4	495/6,0	842/7,9	2028/12,6	3570/16,7	5710/21,0	8580/25,7	11 890/30,0
6,25	281/4,4	507/6,0	861/8,0	2076/12,7	3645/16,7	5820/21,0	8775/25,7	12 600/30,0
7,50	312/4,5	562/6,1	957/8,1	2270/12,7	4060/16,7	6370/21,0	9610/25,7	13 250/30,0
8,75	340/4,6	615/6,3	1013/8,3	2440/12,7	4320/16,7	6880/21,0	10 300/25,7	14 300/30,0
10,0	367/4,7	663/6,4	1110/8,4	2610/12,7	4610/16,7	7360/21,0	11 100/25,7	15 300/30,0
12,5	417/4,9	748/6,6	1250/8,4	2920/12,7	5150/16,7	8220/21,0	12 400/25,7	17 100/30,0
15,0	464/5,0	822/6,6	1365/8,4	3205/12,7	5640/16,7	9002/21,0	13 600/25,7	18 250/30,0
17,0	500/5,0	855/6,6	1473/8,4	3330/12,7	6090/16,7	9720/21,0	14 700/25,7	20 205/30,0
20,0	534/5,0	947/6,6	1580/8,4	3690/12,7	6525/16,7	10 400/21,0	15 700/25,7	21 600/30,0

Продолжение табл. 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
25,0	597/5,0	1060/6,6	1765/8,4	4140/12,7	7300/16,7	11 610/21,0	17 550/25,7	24 200/30,0
30,0	654/5,0	1160/6,6	1930/8,4	4520/12,7	7960/16,7	12 740/21,0	19 220/25,7	26 500/30,0
35,0	706/5,0	1255/6,6	2085/8,4	4890/12,7	8625/16,7	13 800/21,0	20 800/25,7	28 600/30,0
40,0	755/5,0	1343/6,6	2228/8,4	5225/12,7	9220/16,7	14 710/21,0	22 200/25,7	30 600/30,0
45,0	802/5,0	1421/6,6	2360/8,4	5570/12,7	9780/16,7	15 620/21,0	23 600/25,7	32 400/30,0
50,0	845/5,0	1448/6,6	2496/8,4	5840/12,7	10 320/16,7	16 480/21,0	24 800/25,7	34 200/30,0
Пары технического пропана (ρ = 2 кг/м^3)								
0,1	14,8/3,0	26,8/4,1	45,5/5,5	110/8,7	198/11,8	322/15,3	493/20,4	689/22,8
0,11	15,6/3,1	28,3/4,2	48,0/5,5	116/8,8	209/11,9	340/15,5	521/20,7	728/23,1
0,12	16,5/3,1	29,6/4,3	50,5/5,6	122/8,9	220/12,1	357/15,7	547/21,0	765/23,4
0,15	18,7/3,2	33,7/4,4	57,3/5,8	138/9,2	250/12,5	405/16,2	622/21,7	869/24,1
0,17	19,8/3,2	36,2/4,4	61,6/5,9	149/9,4	268/12,7	436/16,4	668/22,0	932/24,6
0,20	22,0/3,3	39,8/4,5	67,5/6,0	163/9,6	294/13,1	478/16,8	733/22,5	1024/25,2
0,22	23,3/3,4	42,0/4,6	71,3/6,1	172/9,7	311/13,2	505/17,1	773/23,1	1081/25,7
0,25	25,0/3,4	45,2/4,7	76,7/6,2	185/9,9	334/13,4	543/17,3	832/23,2	1163/26,0
0,27	26,1/3,5	47,2/4,7	80,2/6,3	193/10,0	349/13,6	567/17,6	869/23,6	1215/26,3
0,30	27,7/3,5	50,1/4,8	85,2/6,4	205/10,1	370/13,8	602/17,8	923/23,9	1290/26,7
0,33	29,3/3,6	52,9/4,9	89,9/6,5	214/10,2	392/14,0	636/18,0	975/24,2	1359/27,0
0,35	30,3/3,6	54,7/4,9	93,0/6,5	224/10,4	405/14,2	658/18,2	1005/24,4	1409/27,2
0,37	31,3/3,6	56,5/5,0	96,0/6,6	231/10,4	422/14,3	679/18,4	1041/24,6	1455/27,5
0,44	34,5/3,7	62,4/5,1	106/6,7	255/11,0	462/14,6	740/18,8	1150/25,2	1605/28,2
0,50	37,1/3,8	67,1/5,2	115/6,8	275/11,0	496/14,8	806/19,2	1236/25,7	1728/28,8
0,55	39,6/3,9	71,6/5,3	122/7,0	293/11,1	530/15,1	860/19,5	1319/26,1	1842/29,2
0,65	42,0/3,9	80,6/5,4	129/7,1	311/11,2	548/15,3	912/19,8	1401/26,5	1952/29,7
0,69	44,6/4,0	84,6/5,5	137/7,2	330/11,4	597/15,6	969/20,1	1490/26,9	2076/30,0
0,79	46,8/4,0	88,4/5,6	144/7,3	346/11,5	626/15,8	1009/20,2	1565/27,2	2108/30,0
0,81	48,9/4,1	92,0/5,6	150/7,4	362/11,7	654/15,9	1062/20,6	1628/27,3	2190/30,0
0,87	51,0/4,1	96,2/5,7	157/7,5	382/11,8	681/16,1	1106/20,8	1650/27,3	2250/30,0
0,94	53,3/4,2	100/5,7	163/7,6	394/12,0	699/16,2	1156/21,0	1710/27,3	2350/30,0
1,0	55,2/4,2	114/5,9	170/7,6	408/12,1	738/16,4	1170/21,0	1780/27,3	2430/30,0

Продолжение табл. 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
1,25	62,7/4,3	120/6,0	193/7,8	464/12,4	820/16,4	1310/21,0	1970/27,3	2720/30,0
1,50	69,6/4,4	137/6,2	216/8,0	508/12,4	895/16,4	1435/21,0	2160/27,3	2970/30,0
1,75	76,0/4,5	148/6,3	234/8,3	550/12,4	967/16,4	1500/21,0	2330/27,3	3220/30,0
2,0	82,0/4,6	159/6,4	248/8,4	586/12,4	1035/16,4	1655/21,0	2500/27,3	3445/30,0
2,22	88,0/4,7	168/6,5	265/8,5	622/12,4	1100/16,4	1708/21,0	2640/27,3	3640/30,0
2,50	93,1/4,8	169/6,5	280/8,5	649/12,4	1160/16,4	1850/21,0	2785/27,3	3850/30,0
2,75	98,3/4,9	180/6,5	294/8,5	689/12,4	1220/16,4	1940/21,0	2925/27,3	4030/30,0
3,0	103/4,9	186/6,5	307/8,5	718/12,4	1270/16,4	2030/21,0	3050/27,3	4215/30,0
3,25	109/5,0	192/6,5	319/8,5	749/12,4	1321/16,4	2110/21,0	3200/27,3	4390/30,0
3,50	113/5,0	197/6,5	332/8,5	776/12,4	1369/16,4	2195/21,0	3300/27,3	4550/30,0
3,75	117/5,0	206/6,5	343/8,5	803/12,4	1420/16,4	2270/21,0	3420/27,3	4700/30,0
4,0	120/5,0	213/6,5	355/8,5	830/12,4	1465/16,4	2340/21,0	3530/27,3	4860/30,0
4,25	124/5,0	220/6,5	366/8,5	855/12,4	1510/16,4	2410/21,0	3640/27,3	5010/30,0
4,50	127/5,0	226/6,5	376/8,5	879/12,4	1550/16,4	2480/21,0	3745/27,3	5140/30,0
4,75	131/5,0	233/6,5	386/8,5	904/12,4	1600/16,4	2557/21,0	3840/27,3	5300/30,0
5,0	134/5,0	240/6,5	396/8,5	926/12,4	1640/16,4	2620/21,0	3 940/27,3	5435/30,0
5,25	138/5,0	244/6,5	407/8,5	950/12,4	1680/16,4	2683/21,0	4 040/27,3	5570/30,0
5,50	141/5,0	250/6,5	416/8,5	974/12,4	1720/16,4	2750/21,0	4130/27,3	5700/30,0
5,70	144/5,0	256/6,5	425/8,5	996/12,4	1755/16,4	2810/21,0	4230/27,3	5840/30,0
6,0	147/5,0	261/6,5	433/8,5	1019/12,4	1799/16,4	2870/21,0	4320/27,3	5950/30,0
6,25	150/5,0	267/6,5	443/8,5	1040/12,4	1830/16,4	2920/21,0	4410/27,3	6090/30,0
7,50	165/5,0	292/6,5	485/8,5	1135/12,4	2010/16,4	3200/21,0	4830/27,3	6660/30,0
8,75	178/5,0	315/6,5	524/8,5	1228/12,4	2170/16,4	3480/21,0	5410/27,3	7190/30,0
10,0	190/5,0	337/6,5	560/8,5	1312/12,4	2318/16,4	3700/21,0	5570/27,3	7700/30,0
12,50	213/5,0	377/6,5	626/8,5	1470/12,4	2598/16,4	4130/21,0	6230/27,3	8600/30,0
15,0	234/5,0	413/6,5	686/8,5	1610/12,4	2840/16,4	4540/21,0	6820/27,3	8889/30,0
17,50	252/5,0	441/6,5	741/8,5	1740/12,4	3070/16,4	4890/21,0	7390/27,3	10 190/30,0
20,0	269/5,0	477/6,5	790/8,5	1860/12,4	3270/16,4	5240/21,0	7890/27,3	11 880/30,0
25,0	301/5,0	533/6,5	885/8,5	2079/12,4	3660/16,4	5850/21,0	8800/27,3	12 900/30,0
30,0	330/5,0	584/6,5	970/8,5	2270/12,4	4010/16,4	6410/21,0	9240/27,3	13 320/30,0

Окончание табл. 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
35,0	356/5,0	630/6,5	1049/8,5	2460/12,4	4340/16,4	6920/21,0	9650/27,3	14 400/30,0
40,0	380/5,0	674/6,5	1121/8,5	2630/12,4	4625/16,4	7400/21,0	11 130/27,3	15 390/30,0
45,0	404/5,0	715/6,5	1189/8,5	2780/12,4	4900/1G.4	7840/21,0	11 820/27,3	16 320/30,0
50,0	425/5,0	755/6,5	1250/8,5	2940/12,4	5175/16,4	8270/21,0	12 480/27,3	17 200/30,0

Пример 1. Определить диаметр газопровода низкого давления, предназначенного для передачи на расстояние 1000 м 100 м^3/ч природного газа с плотностью 0,73 кг/м^3. Предельно допустимая потеря давления $H = 500 / 1000 = 0{,}5$Па.

Диаметр газопровода для ближайшего (по табл. 1 прил. 9) расхода (103 м^3/ч) составляет 122 мм.

Пример 2. Определить давление природного газа плотностью 0,73 кг/м^3 в конце газопровода низкого давления по следующим данным: начальное давление составляет 2000 Па; расход газа – 127 м^3/ч; диаметр газопровода – 100 мм, длина – 220 м. На трубопроводе имеются следующие местные сопротивления: для сборника конденсата – 1**,** для плавных отводов – 2.

Решение. Из табл. 1 прил. 6 находим, что при диаметре трубы 100 мм и расходе газа 127 м^3/ч удельные потери давления составят 2 Па/м, а эквивалентная длина трубы – 4,2 м. Коэффициенты местных сопротивлений: для сборника конденсата – 2, для плавных поворотов – $2 \cdot 0{,}2 = 0{,}4$, всего $2 + 0{,}4 = 2{,}4$. Потери давления в газопроводе

$$H = 2(200 + 4{,}2 \cdot 2{,}4) = 420.$$

Конечное давление в газопроводе

$$2000 – 420 = 1580 \text{ Па}.$$

Рекомендуемая литература

1. *Стаскевич, Н. Л.* Справочник по газоснабжению и использованию газа / Н. Л. Стаскевич, Г. Н. Северинец, Д. Я. Вигдорчик. – Л.: Недра, 1990.
2. *Ионин, А. А.* Газоснабжение / А. А. Ионин. – М.: Стройиздат, 1989.
3. *Карякин, Е. А.* Промышленное газовое оборудование / Е. А. Карякин. – М., 2006.
4. *Брюханов, О. Н.* Газоснабжение: учебное пособие для студентов вузов / О. Н. Брюханов, В. А. Жила, А. И. Плужников. – М., 2008.
5. *Жила, В. А.* Газовые сети и установки. – 2-е изд. / В. А. Жила. – М., 2007.
6. *Брюханов, О. Н.* Основы эксплуатации оборудования и систем газоснабжения / О. Н. Брюханов. – М., 2005.
7. *Скафтымов, Н. А.* Основы газоснабжения / Н. А. Скафтымов. – М., 1975.
8. *Борисов, С. Н.* Гидравлические расчеты газопроводов / С. Н. Борисов, В. В. Даточный. – М.: Недра, 1972.
9. *Чучакин, Л. А.* Сельская газовая служба / Л. А. Чучакин. – СПб.: Недра, 1993.
10. *Идельчик, И. Е.* Справочник по гидравлическим сопротивлениям / И. Е. Идельчик. – М., 1992.
11. *СП 42-101–2003*. Общие положения по проектированию и строительству газораспределительных систем из металлических полиэтиленовых труб. – М.: Госстрой, 2004.
12. *СП 42-102–2004*. Проектирование и строительство газопроводов из металлических труб. – М.: Госстрой, 2004.
13. *СНиП 42-01–2002*. Газораспределительные системы. – М., 2002.
14. *ПБ 12-529–03*. Правила безопасности систем газораспределения и газопотребления. – М., 2003.
15. *СНиП 2.07.01–89**. Планировка и застройка городов, поселков и сельских населенных мест. – М.: Госстрой, 2000.
16. *СНиП 23-01–99**. Строительная климатология и геофизика. – М.: Госстрой, 2004.
17. *СНиП 41-02–2003*. Тепловые сети. – М.: Госстрой, 2004.
18. *Полимергаз:* журнал. – 1998, № 2.
19. *СНиП 2.04.05–91**. Отопление, вентиляция и кондиционирование. – М.: Госстрой, 1997.

Оглавление

1. Проектирование систем газоснабжения городов и населенных пунктов……. 3
1.1. Выбор и обоснование системы газоснабжения населенного пункта……..…. 3
1.2. Модификации систем газоснабжения…….… 5
1.3. Экономическая эффективность систем в зависимости от модификации…… 7
1.4. Определение оптимального радиуса действия ГРП…….. 11
1.5. Промышленные системы газоснабжения……... 12
1.6. Классификация газопроводов, входящих в систему газоснабжения……... 16
1.7. Трубы…….. 25
1.7.1. Выбор стальных труб для систем газоснабжения……. 26
1.7.2. Медные трубы для систем газоснабжения…… 28
1.7.3. Полиэтиленовые трубы для систем газоснабжения……. 29
2. Гидравлический расчет газопроводов……. 31
2.1. Расчет тупиковых газопроводов…….. 40
2.2. Расчет кольцевых газопроводов…….. 43
3. Определение расхода газа……... 44
3.1. Определение расхода газа по годовым нормам……. 45
3.2. Определение расчетных расходов газа по годовым нормам потребления…. 46
3.3. Определение расчетного часового расхода газа…… 50
3.4. Определение расхода газа на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение по укрупненным показателям…….. 51
3.4.1. Определение расхода газа на отопление и вентиляцию…….. 51
3.4.2. Определение расхода газа на централизованное горячее водоснабжение……... 53
3.4.3. Определение расхода газа промышленными предприятиями……. 54
4. Подбор оборудования ГРП……. 55
4.1. Подбор регуляторов давления……. 58
4.2. Подбор фильтров……... 62
4.3. Подбор предохранительных клапанов…… 66
4.4. Установка контрольно-измерительных приборов и средств автоматики…... 67
4.5. Устройство сбросных трубопроводов……. 67
5. Продольный профиль газопровода…….. 68
Приложение 1. Расчет тупиковой сети низкого давления……. 72
Приложение 2. Расчет кольцевых газопроводов низкого давления……. 74
Приложение 3. Расчет кольцевых газопроводов среднего давления…… 84
Приложение 4. Газоснабжение автономной котельной……. 91
Приложение 5. Гидравлический расчет внутридомового газопровода 99
Приложение 6. Номограммы для гидравлического расчета стальных и полиэтиленовых газопроводов…….. 104
Приложение 7. Номограммы для гидравлического расчета стальных и полиэтиленовых газопроводов низкого, среднего и высокого давления с учетом срока их эксплуатации…….. 108
Приложение 8. Номограммы для гидравлического расчета стальных газопроводов для транспорта биогаза …… 125
Приложение 9. Таблицы для гидравлического расчета стальных газопроводов низкого давления…… 130
Рекомендуемая литература……... 145

Учебное издание

Комина Галина Павловна
Прошутинский Андрей Олегович

**ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ
И ПРОЕКТИРОВАНИЕ ГАЗОПРОВОДОВ**

Учебное пособие по дисциплине «Газоснабжение» для студентов
специальности 270109 – теплогазоснабжение и вентиляция

Редактор А. В. Афанасьева
Корректор К. И. Бойкова
Компьютерная верстка И. А. Яблоковой

Подписано к печати 09.09.10. Формат 60×84 1/8. Бум. офсетная.
Усл. печ. л. 18,5. Тираж 200 экз. Заказ 87. «С» 73.
Санкт-Петербургский государственный архитектурно-строительный университет.
190005, Санкт-Петербург, 2-я Красноармейская ул., д. 4.
Отпечатано на ризографе. 190005, Санкт-Петербург, 2-я Красноармейская ул., д. 5.

ДЛЯ ЗАПИСЕЙ