

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ  
Белорусский национальный технический университет

---

Кафедра «Теплогасоснабжение и вентиляция»

А. С. Шибeko

# ГАЗОСНАБЖЕНИЕ ГОРОДА

Учебно-методическое пособие  
для студентов специальности 1-70 04 02  
«Теплогасоснабжение, вентиляция и охрана  
воздушного бассейна»

*Рекомендовано учебно-методическим объединением по образованию  
в области строительства и архитектуры*

Минск  
БНТУ  
2021

УДК [69+696.2] (075.8)

ББК 38.763я7

Ш55

**Р е ц е н з е н т ы:**

кафедра «Энергетика» БГАТУ, зав. кафедрой, канд. техн. наук,  
доцент *В. А. Коротинский*;  
главный инженер сектора перспективного  
развития ГПО «Белтопгаз» *Е. Н. Тишковец*

**Шибeko, А. С.**

Ш55 Газоснабжение города : учебно-методическое пособие для студентов специальности 1-70 04 02 «Теплогазоснабжение, вентиляция и охрана воздушного бассейна» / А. С. Шибeko. – Минск : БНТУ, 2021. – 155 с.

ISBN 978-985-583-382-7.

Учебно-методическое пособие предназначено для помощи студентам при выполнении курсового проекта «Газоснабжение города» и дипломного проекта «Газоснабжение города и котельной». Приведены разделы проекта; исходные данные с перечнем графического материала. Подробно излагается последовательность выполнения проекта с примерами расчетов. При составлении пособия использованы и учтены требования действующих нормативно-правовых актов по газопотреблению и газораспределению.

УДК [69+696.2] (075.8)

ББК 38.763я7

ISBN 978-985-583-382-7

© Шибeko, А. С., 2021

© Белорусский национальный  
технический университет, 2021

## **ВВЕДЕНИЕ. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ КУРСОВОГО И ДИПЛОМНОГО ПРОЕКТИРОВАНИЯ**

Курсовой проект «Газоснабжение города» состоит из следующих разделов:

1) определение основных физико-химических свойств используемого газа;

2) расчет количества воздуха, необходимого для горения газа, и объема выделяющихся при сжигании  $1 \text{ м}^3$  газа продуктов сгорания;

3) нахождение количества сетевых ГРП, выявление зон их действия и расчет числа жителей в жилых зонах;

4) определение расчетных расходов газа сетевыми ГРП;

5) нахождение расчетных расходов газа сосредоточенными потребителями (больницей, банно-прачечным комбинатом, хлебозаводом);

6) определение требуемой теплопроизводительности котлов, расчет их количества и уточнение расхода газа котельными;

7) выбор схемы газоснабжения города;

8) газодинамический расчет кольцевой сети среднего (высокого категории II) давления для трех режимов эксплуатации сети;

9) выбор схемы газоснабжения квартала и газодинамический расчет квартальной сети низкого давления;

10) проектирование внутримногового газоснабжения, включающее подбор бытовых газовых приборов, счетчиков, определение расчетных расходов газа;

11) выбор схемы газоснабжения секции жилого дома и ее газодинамический расчет;

12) подбор и расчет оборудования сетевого ГРП или ГРУ котельной.

В дипломном проекте необходимость в пунктах 10 и 11 отсутствует, расчеты квартальной сети выполняются для всех кварталов, находящихся в зоне действия выбранного сетевого ГРП.

Исходные данные для расчета выдаются руководителем и включают в себя:

1) генеральный план города (М 1:20000); квартала города (М 1:2000); план секции жилого дома (М 1:100);

2) состав газа;

3) месторасположение города;

4) годовой расход условного топлива  $G_{\text{т}}$ , т/год; КПД котельного агрегата на используемом топливе ( $\eta_{\text{т}}$ ) и на газу ( $\eta_{\text{г}}$ ); отрасль промышленности, к которой относится промышленное предприятие;

5) расчетный перепад давления для расчета квартальной сети низкого давления ( $\Delta p_{\text{кв}}$ ), Па;

6) этажность жилого дома;

7) давление газа на выходе из ГРС;

8) марки котлов, устанавливаемых в районных и квартальной котельных.

Задание на дипломный проект включает в себя все вышеперечисленные пункты, за исключением пунктов 4, 6 и 7. План секции жилого дома также не выдается.

Результатом выполнения является предоставление на проверку руководителю курсового проекта пояснительной записки, оформленной согласно правилам, и графического материала на листах формата А1, на которых должны быть приведены:

– генеральный план города с нанесенными газопроводами среднего давления (М 1:10000);

– расчетные схемы для двух аварийных и нормального режимов работы сети среднего давления;

– генеральный план квартала с нанесением газопроводов низкого давления (М 1:1000);

– расчетная схема газоснабжения квартала;

– план первого этажа секции жилого дома (предпочтительный масштаб 1:50, допускается 1:100);

– аксонометрическая схема внутридомовых газопроводов (предпочтительный масштаб 1:50, допускается 1:100);

– расчетная схема внутридомовых газопроводов;

– схема и спецификация оборудования сетевого ГРП или ГРУ котельной.

Допускается приводить расчетные схемы газопроводов в пояснительной записке.

При выполнении дипломного проекта производят аналогичные расчеты, за исключением расчета внутридомового газоснабжения. В пояснительную записку проекта также включаются сведения по охране труда, о технико-экономических показателях проекта, организации строительно-монтажных работ и автоматизации оборудования.

**ВНИМАНИЕ:** полное или частичное копирование текста из данного пособия в курсовые проекты студентов не допускается. При наличии заимствований из пособия работа будет направляться на доработку. Текст пояснительной записки должен излагаться исходя из собственного понимания вопросов (в том числе и с помощью данного пособия).

Помимо этого, необходимо следить за изменениями в технических нормативных правовых актах. Значения величин, приведенные в пособии, могут не соответствовать текущим.

# 1. ОПРЕДЕЛЕНИЕ СВОЙСТВ ИСПОЛЬЗУЕМОГО ГАЗА

Так как некоторые свойства газов зависят от температуры и давления, то используются следующие виды условий состояния газов: нормальные (температура  $t_0 = 0$  °С, давление  $P_0 = 0,101325$  МПа) и стандартные ( $t_{ст} = 20$  °С,  $P_{ст} = 0,101325$  МПа). Стандартные параметры используются для учета газа при коммерческих операциях. Все рассмотренные ниже свойства для основных компонентов газовых смесей приведены в прил. А.

Основными свойствами газового топлива являются:

- молярная масса ( $M$ ), кг/моль;
- плотность при н. у. ( $\rho_0$ ), кг/м<sup>3</sup>;
- удельная низшая (высшая) объемная теплота сгорания ( $Q_{н(в)}$ ), кДж/м<sup>3</sup>;
- вязкость;
- нижний и верхний пределы воспламенения ( $L_{н(в)}$ ), % об.

Для смесей газов при определении молярной массы, плотности, удельной теплоты сгорания используется среднее арифметическое взвешенное значение, т. е.

$$M_{см} = 0,01 \sum_{i=1}^n M_i y_i, \quad (1.1)$$

$$\rho_0 = 0,01 \sum_{i=1}^n \rho_{0i} y_i, \quad (1.2)$$

$$Q_{н(в)} = 0,01 \sum_{i=1}^n Q_{н(в)i} y_i, \quad (1.3)$$

где  $M_i$  – молярная масса  $i$ -го компонента смеси, кг/моль;

$\rho_{0i}$  – плотность  $i$ -го компонента смеси при нормальных условиях, кг/м<sup>3</sup>;

$Q_{н(в)i}$  – удельная низшая (высшая) объемная теплота сгорания  $i$ -го компонента смеси при нормальных условиях, кДж/м<sup>3</sup>;

$y_i$  – объемная концентрация компонента, %, которая, в случае смеси газов, будет равна также мольной концентрации;

$n$  – число компонентов в смеси.

Для любой другой температуры ( $T$ ),  $K$ , и абсолютного давления ( $P$ ), МПа, плотность газа или смеси может быть определена исходя из уравнения Клапейрона-Менделеева по выражению

$$\rho = \rho_0 \frac{PT_0}{P_0Tz}, \quad (1.4)$$

где  $z$  – коэффициент сжимаемости, учитывающий отклонение в поведении реального газа от идеального; при давлениях ниже 1,2 МПа (изб.)  $z \approx 1$ , при больших давлениях – определяется по графикам или рассчитывается по выражениям.

Кинематический коэффициент вязкости  $\nu$ , м<sup>2</sup>/с, газовой смеси

$$\nu = 100 \left( \sum_{i=1}^n \frac{y_i}{\nu_i} \right)^{-1}, \quad (1.5)$$

где  $\nu_i$  – кинематический коэффициент вязкости компонента газовой смеси, м<sup>2</sup>/с.

Концентрационные пределы воспламенения смеси без учета балластных примесей можно найти как среднее гармоническое взвешенное по формуле Ле Шателье:

$$L_{н(в)}^{см} = 100 \left( \sum_{i=1}^n \frac{y'_i}{L_{н(в)i}} \right)^{-1}, \quad (1.6)$$

где  $y'_i$  – концентрация каждого из компонентов в смеси без балластных примесей, % об., рассчитываемая по выражению

$$y'_i = \frac{y_i}{100 - B} \cdot 100, \quad (1.7)$$

где  $B = y_{CO_2} + y_{O_2} + y_{N_2}$  – содержание балластных примесей, %.

При наличии в газовой смеси небольшого количества балластных примесей пределы воспламенения определяются по приближенному выражению

$$L_{H(B)}^{CM.б} = \frac{100L_{H(B)}^{CM}}{100 - B + \frac{L_{H(B)}^{CM} B}{100}}. \quad (1.8)$$

**Пример 1.1.** Рассчитать характеристики природного газа (при н. у.) Шебелинского месторождения со следующим содержанием компонентов (указаны в процентах по объему) [1]:  $CH_4 - 93,3 \%$ ,  $C_2H_6 - 4,0 \%$ ,  $C_3H_8 - 0,6 \%$ ,  $C_4H_{10} - 0,4 \%$ ,  $C_5H_{12} - 0,3 \%$ ,  $CO_2 - 0,1 \%$  и  $N_2 - 1,3 \%$ . Определить плотность газовой смеси при избыточном давлении 0,3 МПа и температуре 5 °С.

Молярная масса природного газа, рассчитанная по выражению (1.1), будет составлять

$$M_{CM} = 0,01(16,043 \cdot 10^{-3} \cdot 93,3 + 30,070 \cdot 10^{-3} \cdot 4,0 + 44,097 \cdot 10^{-3} \cdot 0,6 + 58,123 \cdot 10^{-3} \cdot 0,4 + 72,150 \cdot 10^{-3} \cdot 0,3 + 44,010 \cdot 10^{-3} \cdot 0,1 + 28,014 \cdot 10^{-3} \cdot 1,3) = 17,29 \cdot 10^{-3}, \text{ кг/моль.}$$

Плотность природного газа будет равна

$$\rho_0 = 0,01(0,7175 \cdot 93,3 + 1,3551 \cdot 4,0 + 2,0098 \cdot 0,6 + 2,7091 \cdot 0,4 + 3,5065 \cdot 0,3 + 1,9773 \cdot 0,1 + 1,2504 \cdot 1,3) = 0,77, \text{ кг/м}^3.$$

Низшая и высшая теплота сгорания газа будут соответственно равны

$$Q_H = 0,01(35818 \cdot 93,3 + 63760 \cdot 4,0 + 91180 \cdot 0,6 + 118610 \cdot 0,4 + 146000 \cdot 0,3) = 37428, \text{ кДж/м}^3;$$

$$Q_B = 0,01(39840 \cdot 93,3 + 69790 \cdot 4,0 + 99200 \cdot 0,6 + 128660 \cdot 0,4 + 158070 \cdot 0,3) = 41546, \text{ кДж/м}^3.$$



Кинематический коэффициент вязкости газовой смеси составит

$$\nu = 100 \cdot 10^{-6} \left( \frac{93,3}{14,49} + \frac{4,0}{6,35} + \frac{0,6}{3,73} + \frac{0,4}{2,52} + \frac{0,3}{1,81} + \frac{0,1}{7,10} + \frac{1,3}{13,34} \right)^{-1} = 13,05 \cdot 10^{-6}, \text{ м}^2/\text{с}.$$

Содержание балластных примесей в газе

$$B = 0,1 + 1,3 = 1,4, \%$$

Концентрации горючих компонентов природного газа без учета балластных примесей составляют

$$y'_{\text{CH}_4} = \frac{93,3}{100 - 1,4} \cdot 100 = 94,62, \%$$

$$y'_{\text{C}_2\text{H}_6} = \frac{4,0}{100 - 1,4} \cdot 100 = 4,06, \%$$

$$y'_{\text{C}_3\text{H}_8} = \frac{0,6}{100 - 1,4} \cdot 100 = 0,61, \%$$

$$y'_{\text{C}_4\text{H}_{10}} = \frac{0,4}{100 - 1,4} \cdot 100 = 0,41, \%$$

$$y'_{\text{C}_5\text{H}_{12}} = \frac{0,3}{100 - 1,4} \cdot 100 = 0,30, \%$$

$$\sum y'_i = 94,62 + 4,06 + 0,61 + 0,41 + 0,30 = 100,0, \%$$

Нижний и верхний концентрационные пределы воспламенения без учета балласта топлива будут соответственно равны

$$L_{\text{H}}^{\text{CM}} = \frac{100}{\frac{94,62}{5,0} + \frac{4,06}{3,0} + \frac{0,61}{2,0} + \frac{0,41}{1,7} + \frac{0,30}{1,35}} = 4,75, \%$$

$$L_B^{cm} = \frac{100}{\frac{94,62}{15,0} + \frac{4,06}{12,5} + \frac{0,61}{9,5} + \frac{0,41}{8,5} + \frac{0,30}{8,0}} = 14,74, \text{ \%}.$$

С учетом наличия балласта в топливе пределы воспламенения составят

$$L_H^{cm.б} = \frac{100 \cdot 4,75}{100 - 1,4 + \frac{4,75 \cdot 1,4}{100}} = 4,81, \text{ \%};$$

$$L_B^{cm.б} = \frac{100 \cdot 14,74}{100 - 1,4 + \frac{14,74 \cdot 1,4}{100}} = 4,92, \text{ \%}.$$

Плотность газа при температуре  $T = 273 + 5 = 278$  К и абсолютном давлении  $P = 0,3 + 0,1 = 0,4$  МПа (здесь 0,1 МПа – атмосферное давление) по выражению будет равна

$$\rho = 0,77 \frac{0,4 \cdot 273}{0,1 \cdot 278 \cdot 1} = 3,02, \text{ кг/м}^3.$$

При расчете коэффициент сжимаемости принят  $z \approx 1$ , так как давление газа менее 1,2 МПа.

## 2. РАСЧЕТ КОЛИЧЕСТВЕ ВОЗДУХА, ТРЕБУЕМОГО ДЛЯ ГОРЕНИЯ. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОБЪЕМА ВЫДЕЛЯЮЩИХСЯ ПРОДУКТОВ СГОРАНИЯ

Общее выражение для определения теоретического количества сухого воздуха ( $\bar{V}_T^c$ ), м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>, требуемого для горения 1 м<sup>3</sup> газа, имеет вид

$$\bar{V}_T^c = 0,0476 \left( 0,5y_{H_2} + 0,5y_{CO} + 1,5y_{H_2S} + \sum_{i=1}^k \left( n + \frac{m}{4} \right) y_{C_nH_m} - y_{O_2} \right), \quad (2.1)$$

где  $y_{H_2}$ ,  $y_{CO}$ ,  $y_{H_2S}$ ,  $y_{C_nH_m}$  и  $y_{O_2}$  – объемная концентрация соответственно водорода, монооксида углерода, сероводорода, углеводородов и кислорода в газе, %;

$n$  и  $m$  – соответственно число атомов углерода и водорода в каждом углеводороде.

Количество влажного воздуха будет больше на величину содержащихся водяных паров:

$$\bar{V}_T^{вл} = \bar{V}_T^c (1 + 0,00124 \rho_B d_B), \quad (2.2)$$

где 0,00124 м<sup>3</sup>/г – удельный объем водяных паров;

$\rho_B$  – плотность воздуха, кг/м<sup>3</sup>;

$d_B$  – влагосодержание воздуха, г/кг сухого воздуха (г/кг с. в.);

В книгах и справочниках по газоснабжению можно встретить следующий вариант данной формулы:

$$\bar{V}_T^{вл} = \bar{V}_T^c (1 + 0,00124 f_B), \quad (2.3)$$

где  $f_B$  – абсолютная влажность воздуха, г/м<sup>3</sup>.

В реальности необходимо подать большее количество воздуха из-за несовершенства процесса смешения газа и окислителя. Действительный расход газа составит

$$\bar{V}_B^д = \alpha \bar{V}_T^{вл}, \quad (2.4)$$

где  $\alpha$  – коэффициент расхода (избытка) воздуха; принимается в зависимости от типа горелочного устройства и обычно составляет  $\alpha = 1,05-1,20$ .

Объем продуктов сгорания, выделяющихся при сжигании 1 м<sup>3</sup> газа, зависит от состава газа. Ниже приводятся выражения для расчета объема основных компонентов:

$$\bar{V}_{\text{CO}_2} = 0,01 \left( y_{\text{CO}} + y_{\text{CO}_2} + \sum_{i=1}^k n y_{\text{C}_n\text{H}_m} \right); \quad (2.5)$$

$$\begin{aligned} \bar{V}_{\text{H}_2\text{O}} = 0,01 \left( y_{\text{H}_2} + y_{\text{H}_2\text{S}} + \sum_{i=1}^k \frac{m}{2} y_{\text{C}_n\text{H}_m} \right) + \\ + 0,00124 \left( f_{\text{T}} + \alpha f_{\text{B}} \bar{V}_{\text{T}}^{\text{c}} \right); \end{aligned} \quad (2.6)$$

$$\bar{V}_{\text{N}_2} = 0,01 y_{\text{N}_2} + 0,79 \alpha \bar{V}_{\text{T}}^{\text{c}}; \quad (2.7)$$

$$\bar{V}_{\text{O}_2} = 0,21 (\alpha - 1) \bar{V}_{\text{T}}^{\text{c}}; \quad (2.8)$$

$$\bar{V}_{\text{SO}_2} = 0,01 y_{\text{H}_2\text{S}}, \quad (2.9)$$

где  $f_{\text{T}}$  – абсолютная влажность газа, г/м<sup>3</sup>.

Объем продуктов сгорания ( $\bar{V}_{\text{пр.сг}}$ ), м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>, определяется суммой количеств всех компонентов:

$$\bar{V}_{\text{пр.сг}} = \bar{V}_{\text{CO}_2} + \bar{V}_{\text{H}_2\text{O}} + \bar{V}_{\text{N}_2} + \bar{V}_{\text{O}_2} + \bar{V}_{\text{SO}_2}. \quad (2.10)$$

**Пример 2.1.** Рассчитать требуемое для сжигания количество воздуха и выход продуктов сгорания для природного газа, состав которого приведен в примере 1.1. Абсолютная влажность газа составляет  $d_{\text{T}} = 0$ . Коэффициент расхода воздуха  $\alpha = 1,1$ . Температура воздуха 20 °С, относительная влажность 50 %.

Теоретическое количество сухого воздуха (из-за отсутствия в составе  $H_2$ ,  $CO$ ,  $H_2S$  и  $O_2$  расчеты, связанные с ними, будут опущены):

$$\bar{V}_T^c = 0,0476 \cdot ((1 + 4/4) \cdot 93,3 + (2 + 6/4) \cdot 4,0 + (3 + 8/4) \cdot 0,6 + (4 + 10/4) \cdot 0,4 + (5 + 12/4) \cdot 0,3) = 9,93, \text{ м}^3/\text{м}^3.$$

При температуре  $20^\circ\text{C}$  максимальная абсолютная влажность равна  $17,3 \text{ г}/\text{м}^3$ . Тогда  $f_B = 17,3 \cdot 0,5 = 8,65, \text{ г}/\text{м}^3$ . Тогда количество влажного воздуха будет равно

$$\bar{V}_T^{\text{вл}} = 9,93(1 + 0,00124 \cdot 8,65) = 10,04, \text{ м}^3/\text{м}^3.$$

Действительное количество влажного воздуха, необходимое для горения, составит

$$\bar{V}_B^d = 1,1 \cdot 10,04 = 11,04, \text{ м}^3/\text{м}^3.$$

Объем компонентов продуктов сгорания:

$$\begin{aligned} \bar{V}_{CO_2} &= 0,01 \cdot (0,1 + 1 \cdot 93,3 + 2 \cdot 4,0 + 3 \cdot 0,6 + 4 \cdot 0,4 + 5 \cdot 0,3) = \\ &= 1,06, \text{ м}^3/\text{м}^3; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \bar{V}_{H_2O} &= 0,01 \cdot (93,3 \cdot 4/2 + 4,0 \cdot 6/2 + 0,6 \cdot 8/2 + 0,4 \cdot 10/2 + 0,3 \cdot 10/2) + \\ &+ 0,00124 \cdot (0 + 1,1 \cdot 8,65 \cdot 9,93) = 2,05, \text{ м}^3/\text{м}^3; \end{aligned}$$

$$\bar{V}_{N_2} = 0,01 \cdot 1,3 + 0,79 \cdot 1,1 \cdot 9,93 = 8,64, \text{ м}^3/\text{м}^3;$$

$$\bar{V}_{O_2} = 0,21 \cdot (1,1 - 1) \cdot 9,93 = 0,21, \text{ м}^3/\text{м}^3.$$

Суммарное количество продуктов сгорания составляет

$$\bar{V}_{\text{пр.сг}} = 1,06 + 2,05 + 8,64 + 0,21 = 11,96, \text{ м}^3/\text{м}^3.$$

### 3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЛИЧЕСТВА И ЗОН ДЕЙСТВИЯ СЕТЕВЫХ ГРП. РАСЧЕТ КОЛИЧЕСТВА ЖИТЕЛЕЙ

Ориентировочное количество сетевых ГРП, питающих сеть низкого давления, определяется по выражению [4, 14]

$$n_{\text{ГРП}} = \frac{F}{2r_{\text{опт}}^2}, \quad (3.1)$$

где  $F$  – газифицируемая (включая площадь проездов) площадь,  $\text{м}^2$ ;  
 $r_{\text{опт}} = 600\text{--}800$  м – оптимальный радиус действия ГРП.

Газифицированная площадь может быть определена исходя из общей площади города, определенной по генплану, за исключением площади скверов, парков, а также кварталов, в которых размещаются крупные потребители газа (в курсовом проекте это больница, банно-прачечный комбинат, хлебозавод, промышленное предприятие, районные котельные).

Для районов с большой нагрузкой длина стороны кольца или ответвления обычно не превышает двух кварталов, с малой – 3–4 квартала. ГРП следует размещать в центре зон их действия, при этом следует стремиться к тому, чтобы охватываемая снабжением газа площадь стремилась к квадрату.

В записке указывается номер квартала, в котором расположен ГРП, а также номера обслуживаемых им кварталов.

Число жителей, проживающих в городе, определяется исходя из условий Республики Беларусь по плотности жилищного фонда [1] и обеспеченности населения жильем, которая выбирается по [10].

Расчет числа жителей ( $N$ ), чел., проживающих в квартале, будем производить по выражению

$$N_{\text{кв}} = \frac{F_{\text{общ}}}{f_{\text{общ}}}, \quad (3.2)$$

где  $F_{\text{общ}}$  – суммарная общая площадь жилых помещений в квартале,  $\text{м}^2$ ;

$f_{\text{общ}}$  – обеспеченность общей площадью жилых помещений, м<sup>2</sup>/чел; согласно п. 6.3.2 [10] на конец 2016 г. для городских населенных пунктов она составляет  $f_{\text{жил}} = 24,0$  м<sup>2</sup>/чел.

Суммарную жилую площадь найдем как

$$F_{\text{общ}} = F_{\text{кв}} \rho_{\text{общ}}, \quad (3.3)$$

где  $F_{\text{кв}}$  – площадь квартала, га;

$\rho_{\text{общ}}$  – плотность жилищного фонда, м<sup>2</sup>/га (табл. 3.1).

Таблица 3.1

Минимальные значения плотности жилищного фонда [1]

Тип застройки	Плотность жилищного фонда, м <sup>2</sup> общей площади, га, не менее	То же, с учетом размещения общественных и производственно-деловых объектов, не менее
Многokвартирная повышенной этажности (10 этажей и более)	9000	7200
Многokвартирная многоэтажная (6–9 этажей)	5000	4000
Многokвартирная среднеэтажная (4–5 этажей) и малоэтажная (1–3 этажа)	2500	2000
Усадебная высокоплотная (размеры участка от 0,02 до 0,04 га)	1500	1200
Усадебная среднеплотная (размеры участка от 0,04 до 0,10 га)	1000	800
Усадебная низкоплотная (размеры участка от 0,10 до 0,15 га)	750	600

**Пример 3.1.** Определить количество ГРП, число жителей, жилую и общую площадь в городе, расположенном в Витебском районе. Генеральный план города представлен на рис. 3.1.

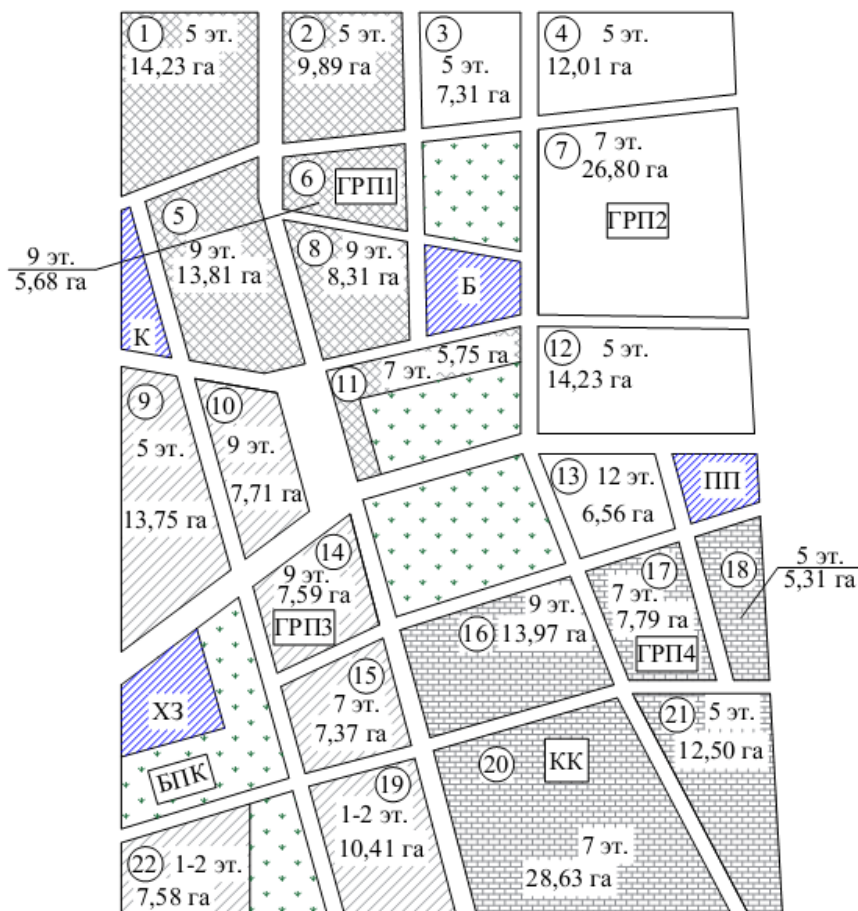


Рис. 3.1. Генеральный план города:

Б – больница; БПК – банно-прачечный комплекс; К – котельная;  
 КК – квартальная котельная; ПП – промышленное предприятие;  
 ХЗ – хлебозавод (одинаковая штриховка кварталов указывает  
 на снабжение газом от одного из ГРП)

Примем, что в кварталах с многоэтажной застройкой (5–8, 10–11, 14–17 и 20) установлены только газовые плиты, а горячее водоснабжение и отопление производятся от котельной К, а также от квартальной котельной КК (квартал 20). В кварталах со среднеэтажной застройкой (1–4, 9, 12, 18 и 21) установлены газовые плиты



и проточные газовые водонагреватели. В кварталах с усадебной низкоплотной застройкой (19 и 22) установлены только газовые плиты, а централизованное горячее водоснабжение и отопление отсутствуют. В квартале 13, с застройкой повышенной этажности, потребности в газоснабжении отсутствует, но он снабжается теплоносителем для подогрева воды на горячее водоснабжение и отопление от котельной К.

Общая площадь города составляет 379,00 га. Площадь кварталов:

– с котельной – 2,78 га;

– с больницей – 4,51 га;

– с промышленным предприятием – 3,06 га;

– с хлебозаводом, банно-прачечным комбинатом и сквером – 16,50 га.

Площадь парков и скверов в городе составляет 7,63 га (квартал 11), 4,59 га (квартал 22), 6,76 га (между кварталами 6 и 7); 13,58 га (между кварталами 13 и 14).

Таким образом, общая газифицируемая площадь города составляет  $379,00 - 2,78 - 4,51 - 3,06 - 16,50 - 7,63 - 4,59 - 6,76 - 13,58 = 319,59$  га = 3195900 м<sup>2</sup>.

Количество ГРП при радиусе действия 700 м составит

$$n_{\text{ГРП}} = \frac{3195900}{2 \cdot 700^2} \approx 3,3.$$

Таким образом, принимаем, что в городе будет четыре ГРП, которые будут обслуживать:

– ГРП1 – кварталы 1, 2, 5, 6, 8, 11;

– ГРП2 – кварталы 3, 4, 7, 12;

– ГРП3 – кварталы 9, 10, 14, 15, 19, 22;

– ГРП4 – кварталы 16–18, 20, 21.

Квартал 13 газом не снабжается, т. к. этажность его застройки составляет более 9.

Определение числа жителей, жилой и общей площади приведены в табл. 3.2. При расчетах принято, что во всех кварталах, за исключением имеющих усадебную застройку (19 и 22), размещаются общественные здания.

Таблица 3.2

## Определение количества жителей, общей и жилой площади

Номер квартала	Этажность	$F_{\text{кв}}$ , га	$\rho_{\text{общ}}$ , $\text{м}^2/\text{Га}$	$f_{\text{общ}}$ , $\text{м}^2/\text{чел.}$	$F_{\text{общ}}$ , $\text{м}^2$	$N_{\text{кв}}$ , чел.
ГРП1						
1	5	14,23	2000	24,0	28 460	1186
2	5	9,89	2000	24,0	19 780	825
5	9	13,81	4000	24,0	55 240	2302
6	9	5,68	4000	24,0	22 720	947
8	9	8,31	4000	24,0	33 240	1385
11	7	5,75	4000	24,0	23 000	959
Всего по ГРП1:					182 440	7604
ГРП2						
3	5	7,31	2000	24,0	14 620	610
4	5	12,01	2000	24,0	24 020	1001
7	7	26,80	4000	24,0	107 200	4467
12	5	14,23	2000	24,0	28 460	1186
Всего по ГРП2:					174 300	7264
ГРП3						
9	5	13,75	2000	24,0	27 500	1146
10	9	7,71	4000	24,0	30 840	1285
14	9	7,59	4000	24,0	30 360	1265
15	7	7,37	4000	24,0	29 480	1229
19	1–2	10,41	750	24,0	7807,5	326
22	1–2	7,58	750	24,0	5685	237
Всего по ГРП3:					131 672,5	5488
ГРП4						
16	9	13,97	4000	24,0	55 880	2329
17	7	7,79	4000	24,0	31 160	1299
18	5	5,31	2000	24,0	10 620	443
20	7	28,63	4000	24,0	114 520	4772
21	5	12,50	2000	24,0	25 000	1042
Всего по ГРП4:					237 180	9885
13	12	6,56	7200	24,0	47 232	1968
Всего по городу:					772 824,5	32 209

#### 4. ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЕТНЫХ РАСХОДОВ ГАЗА СЕТЕВЫМИ ГРП

Расчетный расход газа при н. у. ( $V_p$ ), м<sup>3</sup>/ч, на хозяйственно-бытовые и промышленные нужды определяется как доля годового расхода газа ( $V_{год}$ ), м<sup>3</sup>/год, по выражению

$$V_p = k_m V_{год}, \quad (4.1)$$

где  $k_m$  – коэффициент часового максимума.

В [1] единица измерения не приводится, хотя логично, что размерность величины – год/ч. Значения приводятся в табл. 4 и 5 [1] и в прил. Б данного пособия.

Годовой расход газа определяют по усредненным показателям, полученным на основании многолетнего опыта эксплуатации систем газопотребления:

$$V_{год} = nx \frac{W_{год}}{Q_n}, \quad (4.2)$$

где  $n$  – число единиц потребления;

$x$  – охват газоснабжением в долях единицы, обычно принимается  $x \approx 1$ ;

$W_{год}$  – годовая норма расхода теплоты на единицу потребления, кДж; значения приводятся в табл. 2 и 3 [1] или прил. В данного пособия;

$Q_n$  – низшая объемная теплота сгорания газа, кДж/м<sup>3</sup>.

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

При определении расхода газа предприятиями общественного питания (столовыми, ресторанами и кафе) принимают, что обеспеченность посадочными местами в предприятиях общественного питания составляет (на 1000 жителей) для г. Минска и областных цен-

тров – 40, межрайонных центров – 31, районных центров и прочих городских поселений – 29 [1, табл. 7.2].

**Пример 4.1.** Определить расчетный расход газа сетевыми ГРП города из предыдущего примера. Низшая теплота сгорания газа из примера 1.1  $Q_n = 37428 \text{ кДж/м}^3$ .

При нахождении расхода газа жилыми домами определим годовую норму расхода теплоты зданиями:

– для 1–3-этажной застройки газ используется только на приготовление пищи на газовой плите, а здания не подключены к системе централизованного горячего водоснабжения ( $W_{\text{год}} = 3,05 \cdot 10^6 \text{ кДж}$ );

– для 5-этажной застройки газ используется на приготовление пищи на газовой плите и нагрев воды газовым водонагревателем ( $W_{\text{год}} = 5,30 \cdot 10^6 \text{ кДж}$ );

– для 7–9-этажной застройки газ используется только на приготовление пищи на газовой плите, а здания подключены к системе централизованного горячего водоснабжения ( $W_{\text{год}} = 1,86 \cdot 10^6 \text{ кДж}$ ).

Число единиц потребления будет соответствовать количеству жителей в зданиях определенной застройки. Коэффициент часового максимума принимается исходя из суммарного количества жителей в жилых домах, снабжаемых природным газом, в зоне действия ГРП. При числе потребителей менее одной тысячи  $k_m$  принимается для значения 1 тыс. жителей.

При определении числа единиц потребления для предприятий общественного питания примем, что они работают 305 дней в году. Так же примем, что каждый человек, пользующийся предприятиями общественного питания, потребляет в день один завтрак (или ужин) и один обед. Коэффициент часового максимума для предприятий общественного питания составляет  $k_m = 1/2000$ .

Город не является районным центром, поэтому для него обеспеченность посадочными местами – 29 на 1000 жителей. Общее число посадочных мест на предприятиях общественного питания и число единиц потребления в этом случае составит

– для ГРП1  $[29 \cdot 7604/1000] = 221$ ;  $n = 221 \cdot 305 = 67\ 405$ ;

– для ГРП2  $[29 \cdot 7264/1000] = 211$ ;  $n = 211 \cdot 305 = 64\ 355$ ;

– для ГРП3  $[29 \cdot 5488/1000] = 160$ ;  $n = 160 \cdot 305 = 48\ 800$ ;

– для ГРП4 (с учетом квартала 13)  $[29 \cdot (9885 + 1968)/1000] = 344$ ;  
 $n = 344 \cdot 305 = 104\ 920$ .

Расчеты приведены в табл. 4.1.

Таблица 4.1

Определение расчетного расхода газа сетевыми ГРП

Кварталы	Этаж-ность	$n$ , ед.	Назначение используемого газа	$W_{\text{год}} \cdot 10^{-6}$ , кДж	$x$	$V_{\text{год}}$ , м <sup>3</sup> /год	$1/k_m$	$V_p$ , м <sup>3</sup> /ч
<b>ГРП1</b>								
Жилые дома								
1, 2	5	2011	приготовление пищи и горячей воды	5,30	1	284 768	1940	146,8
5, 6, 8, 11	7 и 9	5593	приготовление пищи (с централизованным горячим водоснабжением)	1,86	1	277 946	1940	143,3
Предприятия общественного питания								
–	–	67 405	приготовление завтраков (ужинов)	0,0021	1	3782	2000	1,9
–	–	67 405	приготовление обедов	0,0042	1	7564	2000	3,8
Мелкие коммунальные потребители								
5 % от расхода на жилые дома								14,5
Суммарный расход газа ГРП1								310,3
<b>ГРП2</b>								
Жилые дома								
3, 4, 12	5	2797	приготовление пищи и горячей воды	5,30	1	396 070	1932	205,0
7	7	5593	приготовление пищи (с централизованным горячим водоснабжением)	1,86	1	221 989	1932	114,9
Предприятия общественного питания								
–	–	64 355	приготовление завтраков (ужинов)	0,0021	1	3611	2000	1,8
–	–	64 355	приготовление обедов	0,0042	1	7222	2000	3,6
Мелкие коммунальные потребители								
5 % от расхода на жилые дома								16,0
Суммарный расход газа ГРП2								341,3

Окончание табл. 4.1

Кварталы	Этаж-ность	n, ед.	Назначение используемого газа	$W_{\text{год}} \cdot 10^{-6}$ , кДж	x	$V_{\text{год}}$ , м <sup>3</sup> /ГОД	1/ $k_m$	$V_{\text{гп}}$ , м <sup>3</sup> /ч
<b>ГРПЗ</b>								
Жилые дома								
19, 22	1–2	563	приготовление пищи (без централизованного горячего водоснабжения)	3,05	1	45 879	1874	24,5
9	5	1146	приготовление пищи и горячей воды	5,30	1	162 280	1874	86,6
10, 14, 15	7 и 9	3779	приготовление пищи (с централизованным горячим водоснабжением)	1,86	1	187 799	1874	100,2
Предприятия общественно питания								
–	–	48 800	приготовление завтраков (ужинов)	0,0021	1	2738	2000	1,4
–	–	48 800	приготовление обедов	0,0042	1	5476	2000	2,7
Мелкие коммунальные потребители								
5 % от расхода на жилые дома								6,2
Суммарный расход газа ГРПЗ								221,6
<b>ГРП4</b>								
Жилые дома								
18, 21	5	1485	приготовление пищи и горячей воды	5,30	1	210 284	1997	105,3
16, 17, 20	7 и 9	8400	приготовление пищи (с централизованным горячим водоснабжением)	1,86	1	417 441	1997	209,0
Предприятия общественно питания								
–	–	104 920	приготовление завтраков (ужинов)	0,0021	1	5887	2000	2,9
–	–	104 920	приготовление обедов	0,0042	1	11 774	2000	5,9
Мелкие коммунальные потребители								
5 % от расхода на жилые дома								15,7
Суммарный расход газа ГРП4								338,8

## 5. ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЕТНЫХ РАСХОДОВ ГАЗА СОСРЕДОТОЧЕННЫМИ ПОТРЕБИТЕЛЯМИ

### 5.1. Больница

Газ в больнице расходуется на приготовление пищи; подогрев воды для хозяйственно-бытовых нужд и лечебные процедуры; стирку белья в механизированной прачечной (включая сушку и глаженье); восполнения расходов теплоты на отопление и вентиляцию.

Для определения расхода газа на приготовление пищи и подогрев воды необходимо определить число коек в больнице. Для Республики Беларусь число коек на 1000 жителей города составляет 10–11 [1, п. 7.4.12].

Для определения годового расхода газа на стирку белья необходимо определить количество стираемого белья, которое составляет 2,3 кг сухого белья в сутки на 1 койку (п. 17.4 П7-04 «Проектирование лечебно-профилактических организаций. Здания и помещения специализированных лечебно-диагностических подразделений» к СНиП 2.08.02–89), т. е. 0,84 т/год на одну койку.

Расчетные расходы газа на приготовление пищи, горячей воды и стирку белья определяются по выражениям (4.1) и (4.2). Так как данные о больнице отсутствуют, то расчетный расход газа на отопление ( $V_{от}$ ), м<sup>3</sup>/ч, и вентиляцию ( $V_{вент}$ ), м<sup>3</sup>/ч, рассчитывается исходя из укрупненных показателей по выражениям

$$V_{от} = \frac{1,1V_{зд}q_{от}(t_{вн} - t_{н})(1 + \varepsilon)\beta}{Q_{н}\eta}; \quad (5.1)$$

$$V_{вент} = \frac{1,1V_{зд}q_{вент}(t_{вн} - t_{н})\beta}{Q_{н}\eta}, \quad (5.2)$$

где 1,1 – коэффициент запаса на неучтенные потери;

$V_{зд}$  – наружный объем здания, м<sup>3</sup>;

$q_{от}$  и  $q_{вент}$  – удельная тепловая характеристика здания для отопления и вентиляции соответственно, кДж/(м<sup>3</sup> °С·ч);

$t_{\text{вн}} = 20 \text{ }^\circ\text{C}$  – расчетная температура внутреннего воздуха в здании больницы;

$t_{\text{н}}$  – расчетная температура наружного воздуха,  $^\circ\text{C}$ , равная температуре холодной пятидневки обеспеченностью 0,92 (табл. 3.1 [11]);

$\varepsilon$  – расчетный коэффициент инфильтрации;

$\beta$  – коэффициент, учитывающий отличие температуры наружного воздуха от расчетной, при которой определены  $q_{\text{от}}$  и  $q_{\text{вент}}$  ( $-30 \text{ }^\circ\text{C}$ );

$Q_{\text{н}}$  – низшая объемная теплота сгорания газа,  $\text{кДж/м}^3$ ;

$\eta$  – КПД котельной установки; при отсутствии конкретных значений для современных водогрейных котлов можно принять в пределах 0,80–0,90.

Для здания больницы объем рассчитаем исходя из удельного объема на одну койку, который оставляет 160–240  $\text{м}^3$  [5]. При объеме свыше 15 000  $\text{м}^3$  удельные тепловые характеристики больницы составляют  $q_{\text{от}} = 1,26 \text{ кДж}/(\text{м}^3 \text{ }^\circ\text{C}\cdot\text{ч})$  и  $q_{\text{вент}} = 1,05 \text{ кДж}/(\text{м}^3 \text{ }^\circ\text{C}\cdot\text{ч})$  [7]. Коэффициент инфильтрации рассчитывается по формуле [7]

$$\varepsilon = 0,01 \sqrt{2gh_{\text{эт}} \left( 1 - \frac{273 + t_{\text{н}}}{273 + t_{\text{вн}}} \right) + w_{\text{н}}^2}, \quad (5.3)$$

где  $g = 9,81 \text{ м/с}^2$  – ускорение свободного падения;

$h_{\text{эт}}$  – высота этажа, м;

$w_{\text{н}}$  – расчетная скорость ветра, м/с, принимая равной максимальной из средних скоростей ветра по румбам в январе, повторяемость которых составляет 16 % и более (табл. 3.1 [11]).

Коэффициент  $\beta$  при объеме зданий свыше 10 000  $\text{м}^3$  рассчитывается по выражению [5]

$$\beta \approx 1 + 0,6 \frac{30 + t_{\text{н}}}{t_{\text{вн}} - t_{\text{н}}}. \quad (5.4)$$

**Пример 5.1.** Определить расчетный расход газа больницей города из предыдущих примеров с расчетным количеством жителей 32209 чел. Низшая теплота сгорания газа  $Q_{\text{н}} = 37\,428 \text{ кДж/м}^3$ .



Количество коек в больнице, определенное исходя из норматива, составляет

$$n = [11 \cdot 32\,209/1000] = 355 \text{ коек.}$$

Годовая норма расхода теплоты на приготовление пищи составляет  $W_{\text{год}} = 3,2 \cdot 10^6$  кДж на койку, на приготовление горячей воды для хозяйственно-бытовых нужд и лечебных процедуры (без стирки белья) –  $W_{\text{год}} = 9,2 \cdot 10^6$  кДж на койку. Охват газоснабжением составляет  $x = 1$ . Коэффициент часового максимума принимаем по прил. Б данного пособия при числе снабжаемых газом людей, равном количеству коек.

Расход белья, стираемого в механизированной прачечной, составит

$$n = 0,84 \cdot 355 = 298,2 \text{ т/год.}$$

Годовая норма расхода теплоты  $W_{\text{год}} = 18,8 \cdot 10^6$  кДж на тонну сухого белья. Коэффициент часового максимума равен 1/2900.

Для определения расхода газа на отопление и вентиляцию больницы примем, что на одну койку приходится  $200 \text{ м}^3$  объема. В этом случае объем больницы составит  $V_{\text{зд}} = 200 \cdot 355 = 71\,000 \text{ м}^3$  при высоте этажа  $h_{\text{эт}} = 3 \text{ м}$ . Для города в Витебском районе температура холодной пятидневки составляет  $t_{\text{н}} = -25 \text{ }^\circ\text{C}$ , расчетная скорость ветра  $w_{\text{н}} = 4,2 \text{ м/с}$  [11, табл. 3.1]. Тогда коэффициенты  $\varepsilon$  и  $\beta$  соответственно равны

$$\varepsilon = \frac{\sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 3 \left(1 - \frac{273 + (-25)}{273 + 20}\right) + 4,2^2}}{100} = 0,052;$$

$$\beta = 1 + 0,6 \frac{30 + (-25)}{20 - (-25)} = 1,067.$$

Расходы газа на отопление и вентиляцию соответственно равны (при коэффициенте полезного действия котла  $\eta = 0,883$ )

$$V_{\text{от}} = \frac{1,1 \cdot 71\,000 \cdot 1,26(20 - (-25))(1 + 0,052) \cdot 1,067}{37\,428 \cdot 0,883} = 150,4, \text{ м}^3/\text{ч};$$

$$V_{\text{вент}} = \frac{1,1 \cdot 71\,000 \cdot 1,05(20 - (-25)) \cdot 1,067}{37\,428 \cdot 0,883} = 119,1, \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Определение расчетного расхода газа всеми сосредоточенными потребителями приведены в табл. 5.1

## 5.2. Хлебозавод

На хлебозаводе природный газ расходуется на выпечку хлеба. Число единиц потребления производится исходя из суточной нормы выпечки хлеба 0,6–0,8 кг на человека. Расчетные расходы газа определяются по выражениям (4.1) и (4.2).

**Пример 5.2.** Определить расчетный расход газа хлебозаводом города из предыдущих примеров с расчетным количеством жителей 32 209 чел. Низшая теплота сгорания газа  $Q_{\text{н}} = 37\,428 \text{ кДж/м}^3$ .

Годовой объем выпечки составляет

$$N = 0,7 \cdot 32\,209 \cdot 365/1000 = 8229,4, \text{ т/год}.$$

Примем, что четверть выпекаемой продукции – формовой хлеб ( $W_{\text{год}} = 2,5 \cdot 10^6 \text{ кДж}$  на тонну изделий), половина – подовый хлеб, сдоба и булки ( $W_{\text{год}} = 5,45 \cdot 10^6 \text{ кДж}$  на тонну изделий) и четверть – кондитерские изделия ( $W_{\text{год}} = 7,75 \cdot 10^6 \text{ кДж}$  на тонну изделий). Тогда число единиц потребления составит:

- при выпечке формового хлеба  $n = 0,25 \cdot 8229,4 = 2057,4 \text{ т/год}$ ;
- при выпечке подового хлеба, булок и сдобы  $n = 0,5 \cdot 8227,6 = 4114,7 \text{ т/год}$ ;
- при изготовлении кондитерских изделий  $n = 0,25 \cdot 8227,6 = 2057,4 \text{ т/год}$ .

Охват газоснабжением  $x = 1$ . Коэффициент часового максимума для предприятий по производству хлеба и кондитерских изделий по табл. 5 [1] или прил. Б данного пособия принимаем  $k_m = 1/6000$ .

Расчеты приведены в табл. 5.1.

Таблица 5.1

**Определение расчетного расхода газа  
сосредоточенными потребителями**

Назначение используемого газа	$n$ , ед.	$W_{\text{год}} \cdot 10^{-6}$ , кДж	$x$	$V_{\text{год}}$ , м <sup>3</sup> /ГОД	$1/k_m$	$V_{\text{р}}$ , м <sup>3</sup> /ч
<b>Больница</b>						
Приготовление пищи	355	3,2	1	30 352	1500	20,2
Подогрев воды на хозяйственно-бытовые нужны и лечебные процедуры	355	9,2	1	87 261	1500	58,2
Стирка белья в механизированной прачечной (включая сушку и глаженье)	298,2	18,8	1	149 785	2900	51,7
Отопление	согласно расчету					150,4
Вентиляция	согласно расчету					119,1
<b>Нагрузка ГРП больницы</b>						<b>399,6</b>
<b>Хлебо-завод</b>						
Выпечка формового хлеба	2057,4	2,5	1	137 424	6000	22,9
Выпечка подового хлеба, сдобы и булок	4114,7	5,45	1	599 153	6000	99,9
Выпечка кондитерских изделий	2057,4	7,75	1	426 014	6000	71,0
<b>Нагрузка ГРП хлебозавода</b>						<b>193,8</b>
<b>Банно-прачечный комбинат</b>						
Мытье в бане в ваннах	15 250	0,05	1	20 372	2700	7,5
Мытье в бане без ванн	15 250	0,04	1	16 298	2700	6,0
Стирка белья в механизированной прачечной (включая сушку и глаженье)	1768,3	18,8	1	888 213	2900	306,3
<b>Нагрузка ГРП банно-прачечного комбината</b>						<b>319,8</b>

### 5.3. Банно-прачечный комбинат

В бане газ расходуется для приготовления горячей воды для мытья (в ваннах и без них). Число единиц определяется исходя из числа помывочных мест, которое составляет в благоустроенном жилищном фонде 3 места на 1000 человек (табл. 7.3 [22]).

В прачечной стирается, сушится и гладится белье, поступающее от жителей, предприятий общественного обслуживания, поликлиники, бани, гостиницы и детских учреждений. Расход белья определим исходя из расчетного показателя на 1000 жителей – 90 кг сухого белья в смену (табл. 7.3 [2]).

Расчетные расходы газа определяются по выражениям.

**Пример 5.3.** Определить расчетный расход газа банно-прачечным комбинатом города из предыдущих примеров. Низшая теплота сгорания газа  $Q_n = 37\,428$  кДж/м<sup>3</sup>.

При определении числа единиц потребления для бани будем считать, что она работает 305 дней в году, в рабочее время в них 100 % посещаемость. Общее количество помывочных мест тогда составляет  $3 \cdot 32\,209/1000 = 97$ . Округленно примем, что в городе 100 помывочных мест. Условно примем, что половина посетителей моется в ваннах ( $W_{\text{год}} = 0,05 \cdot 10^6$  кДж на помывку), а половина – без них ( $W_{\text{год}} = 0,04 \cdot 10^6$  кДж на помывку). Число единиц потребления составит

$$n = 305 \cdot 100/2 = 15\,250 \text{ помывок.}$$

Коэффициент часового максимума для бань  $k_m = 1/2700$ .

Для прачечной примем, что она работает 305 дней в году (шестидневная рабочая неделя) в две смены. Тогда годовой расход белья составляет

$$n = 305 \cdot 2 \cdot 90 \cdot 32\,209/1000 = 1\,768\,274,1 \text{ кг/год} = 1768,3 \text{ т/год.}$$

Годовая норма расхода теплоты для механизированной прачечной (включая сушку и глаженье)  $W_{\text{год}} = 18,8 \cdot 10^6$  кДж на тонну сухого белья. Коэффициент часового максимума  $k_m = 1/2900$ .

Расчеты приведены в табл. 5.1.

## 5.4. Котельные

Котельные возмещают расходы теплоты на отопление жилых и общественных зданий, вентиляцию общественных зданий и горячее водоснабжение в жилых зданиях.

Расчетный расход газа котельными определяется по выражению

$$V_{\text{к}} = \frac{3600W_{\text{к}}}{Q_{\text{н}}\eta}, \quad (5.5)$$

где  $W_{\text{к}}$  и  $\eta$  – номинальная теплопроизводительность, кВт, и КПД котлов, установленных в котельной; принимаются по техническим характеристикам котла (при отсутствии конкретных данных КПД для современных водогрейных котлов можно принять в пределах 0,80–0,90);

$Q_{\text{н}}$  – низшая объемная теплота сгорания газа, кДж/м<sup>3</sup>.

$W_{\text{к}}$  и  $\eta$  для некоторых типов котлов приведены в прил. Г.

Так как на начальной стадии количество и тип котлов неизвестны, то принимают, что мощность котлов равна суммарным расходам теплоты

$$W_{\text{к}} = W_{\text{от}} + W_{\text{вент}} + W_{\text{г.в}}, \quad (5.6)$$

где  $W_{\text{от}}$  и  $W_{\text{вент}}$  – максимальный расход теплоты, кВт, соответственно на отопление жилых и общественных зданий и вентиляцию общественных зданий;

$W_{\text{г.в}}$  – средний за неделю расход теплоты на горячее водоснабжение жилых и общественных зданий, кВт;

Максимальные расходы теплоты определяются по выражениям [12]:  
– на отопление жилых и общественных зданий:

$$W_{\text{от}} = 10^{-3} q_{\text{от}} F_{\text{общ}} (1 + k_1); \quad (5.7)$$

– на вентиляцию общественных зданий:

$$W_{\text{вент}} = 10^{-3} q_{\text{от}} F_{\text{общ}} k_1 k_2, \quad (5.8)$$

где  $q_{\text{от}}$  – укрупненный показатель максимального расхода теплоты на отопление жилых зданий, Вт/м<sup>2</sup>, принимаемый по табл. 6.1 [12], некоторые значения приведены в табл. 5.2;

$F_{\text{общ}}$  – общая площадь жилых зданий, м<sup>2</sup>;

$k_1$  – коэффициент, учитывающий расход теплоты на отопление общественных зданий; при отсутствии данных  $k_1 = 0,25$ ;

$k_2$  – коэффициент, учитывающий расход теплоты на вентиляцию общественных зданий; при отсутствии данных следует принимать равным для общественных зданий, построенных до 1985 г. – 0,4; в период с 1985 г. по 1995 г. – 0,6 [12].

Таблица 5.2

Укрупненные показатели максимального расхода теплоты на отопление жилых зданий [12]

Этажность	Характеристики здания	Температура холодной пятидневки, °С					
		-21	-22	-23	-24	-25	-26
Для постройки до 1985 г.							
5 и более	без учета внедрения энергосберегающих мероприятий	77	79	81	84	86	88
Для постройки до 1985 г.							
5 и более	с учетом внедрения энергосберегающих мероприятий	73	76	78	80	82	84
Для постройки с 1985 г. по 1995 г.							
5 и более	без учета тепловой модернизации	72	75	77	79	81	83
5 и более	с учетом тепловой модернизации	52	54	55	57	59	60
Для постройки после 1995 г.							
5–8	с наружными стенами из: многослойных панелей	48	50	51	53	55	56
	штучных материалов	52	54	55	57	59	60
9 и более	многослойных панелей	47	49	50	52	54	55
	штучных материалов	50	52	53	55	57	58

Средний за неделю расход теплоты на горячее водоснабжение жилых и общественных зданий определяется по формуле [12]

$$W_{г.в} = 10^{-3} q_{г.в} N, \quad (5.9)$$

где  $q_{г.в}$  – укрупненный показатель среднего расхода теплоты на горячее водоснабжение, Вт/чел., принимаемый по табл. 6.2 [12] или табл. 5.3;

$N$  – число жителей, чел.

Таблица 5.3

Укрупненный показатель среднего расхода  
теплоты на горячее водоснабжение [12]

Водоразборное оборудование жилого дома квартирного типа с централизованным горячим водоснабжением	Средний расход теплоты на одного человека, Вт, проживающего в здании	
	с горячим водоснабжением, с учетом потребления в общественных зданиях	без горячего водоснабжения, с учетом потребления в общественных зданиях
Умывальники, мойки и души	320	73
Умывальники, мойки и сидя- чие ванны, оборудованные душами	332	73
Умывальники, мойки и ван- ны длиной 1500–1700 мм, оборудованные душами	376	73
С повышенными требовани- ями к благоустройству	407	73

**Пример 5.4.** Определить расчетный расход газа квартальной и городской котельными, расположенными в городе из предыдущих примеров. Найти количество устанавливаемых водогрейных котлов и уточнить расход газа на котельные.

Котельные возмещают расходы теплоты на отопление жилых и общественных зданий (в кварталах с застройкой 5 этажей и выше), вентиляцию общественных зданий и горячее водоснабжение в жилых зданиях (7–9-этажной застройки).

Котельная К обслуживает кварталы 1–18 и 21. В квартале 20 расходы теплоты покрывает квартальная котельная КК. Кварталы 19 и 22 не снабжаются теплотой от котельных (печное отопление).

Примем, что кварталы с 5- и 7-этажной застройкой (1–5, 7, 9, 11, 12, 15, 17, 18, 20 и 21) построены до 1985 г. и в них внедрены энергосберегающие мероприятия. В этом случае при температуре холодной пятидневки  $t_n = -25^\circ\text{C}$   $q_{от} = 82 \text{ Вт/м}^2$ . Кварталы с 9-этажной застройкой (6, 8, 10, 14, 16) построены в период с 1985 г по 1995 г. и не подвержены тепловой модернизации ( $q_{от} = 81 \text{ Вт/м}^2$ ). Квартал 13

с 12-этажной застройкой панельными зданиями построен после 1995 г. ( $q_{от} = 54 \text{ Вт/м}^2$ ).

Суммарная общая площадь составляет (табл. 3.2):

– для 5-этажной застройки –  $28\,460 + 19\,780 + 14\,620 + 24\,020 + 28\,460 + 27\,500 + 10\,620 + 25\,000 = 148\,460, \text{ м}^2$ ;

– для 7-этажной застройки (без квартала 20) –  $23\,000 + 107\,200 + 29\,480 + 31\,160 = 190\,840, \text{ м}^2$ ;

– для 9-этажной застройки –  $55\,240 + 22\,720 + 33\,240 + 30\,840 + 30\,360 + 55\,880 = 228\,280, \text{ м}^2$ ;

– для 12-этажной застройки (квартал 13) –  $47\,232 \text{ м}^2$ .

Так как в 5-этажных домах установлены газовые проточные водонагреватели (расход газа на них уже учтен в примере 4.1), то для них  $q_{г.в} = 73 \text{ Вт/чел}$ . В 7–12-этажных домах с централизованным горячим водоснабжением примем, что установлены умывальники, мойки и ванны длиной 1500–1700 мм, оборудованные душами, поэтому для них  $q_{г.в} = 376 \text{ Вт/чел}$ .

Суммарное число жителей, проживающих в кварталах:

– с 5-этажной застройкой –  $1186 + 825 + 610 + 1001 + 1186 + 1146 + 443 + 1042 = 7439, \text{ чел.}$ ;

– с 7-этажной застройкой (без квартала 20) –  $959 + 4467 + 1229 + 1299 = 7954, \text{ чел.}$ ;

– с 9-этажной застройкой –  $2302 + 947 + 1385 + 1285 + 1265 + 2329 = 9513, \text{ чел.}$ ;

– с 12-этажной застройкой –  $1968 \text{ чел}$ .

Для квартала 20 с 7-этажной застройкой общая отопляемая площадь составляет  $114\,520 \text{ м}^2$  при числе жителей  $4772 \text{ чел}$ .

Расчет расходов теплоты приведен в табл. 5.4.

Таблица 5.4

Определение расходов теплоты на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение

Этажность	$F_{общь}$ м <sup>2</sup>	$q_{от}$ , Вт/м <sup>2</sup>	$k_1$	$k_2$	$W_{от}$ , кВт	$W_{вент}$ , кВт	$N$ , чел.	$q_{г.в}$ , Вт/чел.	$W_{г.в}$ , кВт	$\sum W$ , кВт
Котельная К										
5	178 460	82	0,25	0,4	18 292,2	1463,4	7439	73	543	20 298,6
7	190 840	82	0,25	0,4	19 561,1	1564,9	7954	376	2990,7	24 116,7
9	228 280	81	0,25	0,6	23 113,4	2773,6	9513	376	3576,9	29 463,9



Этажность	$F_{\text{общ}}$ м <sup>2</sup>	$q_{\text{от}}$ Вт/м <sup>2</sup>	$k_1$	$k_2$	$W_{\text{от}}$ кВт	$W_{\text{вент}}$ кВт	$N$ , чел.	$q_{\text{г.в}}$ Вт/чел.	$W_{\text{г.в}}$ кВт	$\Sigma W$ , кВт
12	47 232	54	0,25	0,6	3188,2	382,6	1968	376	740	4310,8
Общий расход теплоты										78 190,0
Квартальная котельная КК										
7	114 520	82	0,25	0,4	11 738,3	939,1	4772	376	1794,3	14 471,7

Для городской котельной предусматриваем установку водогрейных котлов КВ-ГМ-23,56-150 с номинальной теплопроизводительностью 23,6 МВт и  $\eta = 0,92$ .

Требуемое количество котлов:

$$n_{\text{тр}} = \frac{78\,190,0}{23,6 \cdot 10^3} = 3,31.$$

Таким образом, необходима установка четырех котлов. Расход газа на них по выражению (5.5) составит

$$V_{\text{К}} = \frac{3600 \cdot 4 \cdot 23,6 \cdot 10^3}{37\,428 \cdot 0,92} = 9869,4, \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Для квартальной котельной предусматриваем установку водогрейных котлов ДЕВ-10-14ГМ-О (КВ-ГМ-7,56-150С) с номинальной теплопроизводительностью 7,56 МВт и  $\eta = 0,93$ .

Требуемое количество котлов:

$$n_{\text{тр}} = \frac{14\,471,7}{7,56 \cdot 10^3} = 1,91.$$

Таким образом, необходима установка двух котлов. Расход газа на квартальную котельную:

$$V_{\text{КК}} = \frac{3600 \cdot 2 \cdot 7,56 \cdot 10^3}{37\,428 \cdot 0,93} = 1563,8, \text{ м}^3/\text{ч}.$$

## 5.5. Промышленное предприятие

Расход газа промышленным предприятием определяется исходя из годового расхода газа и коэффициента часового максимума (прил. Б [1] или прил. Б данного пособия) по выражению (4.1). При определении годового потребления природного газа предполагаем, что предприятие переводится с используемого топлива на газ, и при этом известно потребление топлива, выраженного в угольном эквиваленте,  $G_T$ , т/год. В этом случае годовой расход определяется по выражению

$$V_{\text{год}} = \frac{1000 G_T Q_n^T \eta_T}{Q_n \eta_G}, \quad (5.10)$$

где  $Q_n^T = 29\,307,6$  кДж/кг и  $\eta_T$  – соответственно, низшая теплота сгорания условного топлива и КПД агрегатов предприятия на используемом топливе;

$Q_n$  – низшая объемная теплота сгорания газа, кДж/м<sup>3</sup>;

$\eta_G$  – КПД агрегатов при использовании природного газа; при отсутствии конкретных значений для современного оборудования можно принять в пределах 0,85–0,95.

**Пример 5.5.** Определить расчетный расход газа промышленным предприятием (сахарорафинадным заводом), если годового расхода условного топлива составляет  $G_T = 23\,680$  т/год. КПД агрегатов на используемом топливе составляет  $\eta_T = 0,83$ , на природном газе –  $\eta_G = 0,90$ .

Годовой расход газа с  $Q_n = 37\,428$  кДж/м<sup>3</sup> составит

$$V_{\text{год}} = \frac{1000 \cdot 23\,680 \cdot 29\,307,6 \cdot 0,83}{37\,428 \cdot 0,90} = 17\,100\,189, \text{ м}^3/\text{год}.$$

По прил. Б для пищевой отрасли промышленности определяем, что  $k_m = 1/5700$ . Тогда расчетный расход газа составляет

$$V_{\text{ПП}} = 17\,100\,189 \cdot 1/5700 = 3000,0, \text{ м}^3/\text{ч}.$$

## 6. ВЫБОР СИСТЕМЫ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА

Система газоснабжения города должна соответствовать следующим требованиям:

- обеспечивать надежную и бесперебойную подачу потребителям необходимого расхода газа с заданным давлением;
- быть удобной, безопасной и экономичной в эксплуатации;
- иметь возможность аварийных переключений.

При выборе системы газоснабжения учитываются:

- размеры, плотность застройки и характер планировки города;
- распределение и размеры нагрузок потребителей;
- насыщенность коммуникациями и ширина уличных проездов;
- климатические и геологические условия;
- наличие естественных и искусственных препятствий (реки, озера, железные и автомобильные дороги и пр.);
- перспективы развития города и пр.

При числе жителей до 120 тыс. человек (ориентировочно) принимают одну газораспределительную станцию (ГРС), минимальное расстояние от которой до городской застройки регламентируется (табл. 5 СНиП «Магистральные трубопроводы») и зависит от номинального диаметра и класса по давлению магистрального газопровода. При отсутствии конкретных данных рационально принимать максимальное из приведенных в таблице значений: 350 м (для магистрального газопровода класса I по давлению и при  $DN$  свыше 1200 до 1400).

Для снабжения газом как малых (до 50 тыс. жителей), так и средних (50–100 тыс. жителей) городов большое распространение получила двухступенчатая система, в которой в первой ступени поддерживается среднее (0,3 МПа) или высокое категории II (0,6 МПа), давление, во второй – низкое давление (3 кПа). Применение высокого давления категории II не всегда возможно, так как при этом необходимо выдерживать большие расстояния до зданий и инженерных коммуникаций. Такая схема питания газом города более экономична и надежна по сравнению с одноступенчатой, так как с увеличением давления в газопроводе уменьшается его требуемый диаметр. Трех- и многоступенчатая схема нерациональна, т. к. в основном в малых и средних городах зачастую отсутствуют потребители со значительным потреблением газа.

Сеть среднего (высокого категории II) давления проектируется в виде кольца с целью резервирования подачи крупным потребителям газа. Газопроводы прокладываются под улицами таким образом, чтобы протяженность сети была минимальной. От кольцевой сети делаются ответвления к сетевым ГРП и сосредоточенным потребителям. По трассе газопроводов устанавливают секционирующую запорную арматуру для отключения аварийных участков с двух концов, тем самым питая потребителей с другой стороны кольца.

Газопроводы низкого давления, снабжающие природным газом жилые дома, предприятия общественного питания и мелких коммунальных потребителей, прокладываются внутри кварталов и микрорайонов по кратчайшему пути. Сети проектируются смешанными с кольцеванием основных линий. Газопроводы соседних ГРП соединяются перемычками.

## 7. ГАЗОДИНАМИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ КОЛЬЦЕВОЙ СЕТИ СРЕДНЕГО (ВЫСОКОГО) ДАВЛЕНИЯ

При расчете кольцевых сетей среднего (высокого) давления необходимо иметь резерв пропускной способности газопроводов для прохождения по ним расходов газа при наиболее неблагоприятных аварийных ситуациях. Каждому потребителю при этом будет направляться не весь расчетный расход газа, а какая-то его доля, которая необходима для нормального функционирования газового оборудования и предприятия в целом. Это доля называется **коэффициентом обеспеченности потребителей газом при аварийных ситуациях**  $k_{об}$ , который зависит от потребителя (табл. 7.1).

Таблица 7.1

Коэффициенты обеспеченности потребителей при аварийных ситуациях

Наименование потребителей	$k_{об}$
Газорегуляторные пункты	0,80–0,85
Отопительные котельные	0,70–0,75
Промышленные предприятия (без резервного топлива)	0,70–0,90
Механизированные прачечные	0,70
Больницы	0,85
Бани	0,6
Хлебозаводы	0,70
Мясокомбинаты	0,70
Автохозяйства	0,50
ТЭЦ и промышленные предприятия с резервным топливом	0,0

При расчете однокольцевых газовых сетей среднего (высокого) давления рассчитываются два аварийных режима: при отключении головных участков слева и справа от точки питания сети. При этом получаются две тупиковые сети, расчет которых не вызывает особого труда. Ниже приведен порядок расчета.

1. Составляются расчетные схемы двух аварийных и нормально-го режимов, на которых производится нумерация участков.

2. Определяется предварительный диаметр кольца по номограмме (прил. Д) по следующим данным:

– эквивалентному по потерям давления расходу газа:

$$V_{\text{экв}} = \alpha \sum_{i=1}^n V_{\text{ави}} = \alpha \sum_{i=1}^n k_{\text{оби}} V_{\text{ри}}, \quad (7.1)$$

где  $\alpha$  – коэффициент соотношения путевого и транзитного расхода, приближенно  $\alpha \approx 0,59$ ;

$V_{\text{ави}}$  – аварийный расход потребителем, м<sup>3</sup>/ч;

$V_{\text{ри}}$  – расчетный расход потребителем, м<sup>3</sup>/ч;

– средней величине среднеквадратичного перепада давлений в сети  $A_{\text{ср}}$ , Мпа<sup>2</sup>/км, определенной по формуле

$$A_{\text{ср}} = \frac{P_{\text{н}}^2 - P_{\text{к}}^2}{1,1 \sum l} \cdot \frac{0,73}{\rho_0}, \quad (7.2)$$

где  $P_{\text{н}}$  – абсолютное давление газа в начале сети (на выходе из ГРП, ГРУ или ГРС), МПа;

$P_{\text{к}}$  – абсолютное давление газа в конце сети, МПа;

$\sum l$  – суммарная длина участков основной магистрали в аварийном режиме, км;

0,73 кг/м<sup>3</sup> – плотность газа, для которого построена номограмма;

$\rho_0$  – плотность используемого газа, кг/м<sup>3</sup>.

Абсолютное давление газа в конце сети может быть определено по выражению

$$P_{\text{к}} = P_{\text{гор}} + \Delta p_{\text{с}} + \Delta p_{\text{ГРП}}, \quad (7.3)$$

где  $P_{\text{гор}}$  – абсолютное давление газа перед горелками, МПа;

$\Delta p_{\text{с}}$  и  $\Delta p_{\text{ГРП}}$  – потери давления в сети потребителя и ГРП, МПа;

В большинстве случаев достаточно, чтобы абсолютное давление перед ГРП потребителя составляло  $P_k = 0,25-0,30$  МПа при использовании в горелочных устройствах газа среднего давления.

Наиболее рациональным решением является использование труб одного диаметра, однако это не всегда достижимо. В этом случае диаметры подбирают таким образом, чтобы на участках, диаметрально противоположных точке питания, они составляли не менее 0,75 от диаметра головного участка.

3. Выполняются газодинамические расчеты тупиковых сетей при аварийных режимах для расхода  $V_{ав}$ . Определяется конечное давление на каждом участке

$$P_{ki} = \sqrt{P_{ni}^2 - 1,1A_i l_i}, \quad (7.4)$$

где  $A_i$  – среднеквадратичный перепад давлений на участке, МПа<sup>2</sup>/км;

$l_i$  – длина участка, км.

Множитель 1,1 учитывает, что потери давления в местных сопротивлениях составляют 10 % от потерь давления на трение.

Величину среднеквадратичного перепада давлений  $A$ , МПа<sup>2</sup>/км, желательно определять по выражению

$$A_i = \frac{\lambda \rho_0 V_{yч}^2 P_0}{0,81 \cdot 10^6 \pi^2 d_{вн}^5} 10^{-9}, \quad (7.5)$$

где  $\lambda$  – коэффициент трения;

$\rho_0$  – плотность газа при нормальных условиях, кг/м<sup>3</sup>;

$V_{yч}$  – объемный расход газа на участке при н. у., м<sup>3</sup>/ч;

$P_0 = 101325$  Па – атмосферное давление при н. у.;

$d_{вн}$  – внутренний диаметр трубы, м.

Коэффициент трения определяется по выражениям:

– для ламинарного режима ( $Re \leq 2000$ ):

$$\lambda = \frac{64}{Re}; \quad (7.6)$$

– для переходной зоны ( $2000 < Re < 4000$ ):

$$\lambda = 0,0025 Re^{1/3}; \quad (7.7)$$

– для турбулентного режима ( $Re \geq 4000$ ):

$$\lambda = 0,11 \left( \frac{68}{Re} + \frac{k_{\text{ЭКВ}}}{d_{\text{ВН}}} \right)^{1/4}; \quad (7.8)$$

где  $Re$  – критерий Рейнольдса:

$$Re = \frac{V_0}{900\pi d_{\text{ВН}} \nu}, \quad (7.9)$$

где  $\nu$  – кинематический коэффициент вязкости,  $\text{м}^2/\text{с}$ ;

$k_{\text{ЭКВ}}$  – эквивалентная шероховатость стенок трубы, мм (для стальной  $k_{\text{ЭКВ}} = 0,1 \text{ мм} = 10^{-4} \text{ м}$ ; для стальной, бывшей в эксплуатации,  $k_{\text{ЭКВ}} = 1 \text{ мм} = 10^{-3} \text{ м}$ ; полиэтиленовой, произведенной в Беларуси, –  $k_{\text{ЭКВ}} = 0,02 \text{ мм} = 2 \cdot 10^{-5} \text{ м}$ ; по данным немецких ученых и в российских нормах для полиэтиленовой  $k_{\text{ЭКВ}} = 0,007 \text{ мм} = 7 \cdot 10^{-6} \text{ м}$ ).

При незначительном отклонении плотности от  $0,73 \text{ кг/м}^3$  ( $\pm 5\%$ ) допускается использовать номограммы (прил. Д) с введением поправки на плотность:

$$A_i = A_{\text{ГР}} \frac{\rho_0}{0,73}, \quad (7.10)$$

где  $A_{\text{ГР}}$  – определенный по номограмме среднеквадратичный перепад давлений,  $\text{МПа}^2/\text{км}$ .

Рекомендуется принимать  $A_i$  не более  $0,1 \text{ МПа}^2/\text{км}$ . Толщина стенки полиэтиленовых газопроводов должна быть не менее 3 мм. При использовании стальных трубопроводов принимают минимальный диаметр распределительных сетей – 50 мм, а ответвлений к потребителям – 25 мм.



4. На последнем участке определяется невязка:

$$\sigma = \frac{P_{\kappa}^{\Phi} - P_{\kappa}^3}{P_{\kappa}^3} \cdot 100 \%, \quad (7.11)$$

где  $P_{\kappa}^{\Phi}$  – фактическое абсолютное давление газа в конце сети, МПа;

$P_{\kappa}^3 = 0,25-0,3$  МПа – заданное абсолютное давление в конце сети.

Невязка должна составлять не более 10 % и быть положительной, чтобы у конечного потребителя давление было не ниже требуемого.

5. Намечается точка схождения потоков. Примерное положение ее принимается в точке питания потребителя с наибольшим расходом. Если таких потребителей два, то точка схождения находится между данными потребителями. В частном случае точка может совпасть с точкой питания потребителя с большим расходом.

6. Производится предварительный газодинамический расчет, диаметры при этом принимаются максимальные из двух, полученных при расчете аварийных режимов. В кольце направленные по часовой стрелке расходы берем со знаком «плюс», а против часовой стрелки – со знаком «минус».

7. Определяется ошибка в распределении расходов:

$$\delta = \frac{\left| \sum \pm (P_{ni}^2 - P_{ki}^2) \right|}{0,5 \sum |P_{ni}^2 - P_{ki}^2|} \cdot 100 \% = \frac{\left| \sum \pm A_i l_i \right|}{0,5 \sum A_i l_i} \cdot 100 \%. \quad (7.12)$$

Знак «плюс» принимается при направлении расхода по часовой стрелке, «минус» – против. Ошибка должна быть не более 10 %.

8. Если ошибка получилась менее 10 %, то переходят к п. 10. Если же ошибка вышла за допустимые пределы, то для кольцевой сети определяют поправочные круговые расходы ( $\Delta V$ ), м<sup>3</sup>/ч, по формуле

$$\Delta V = - \frac{\sum \pm (P_{ni}^2 - P_{ki}^2)}{2 \sum \frac{P_{ni}^2 - P_{ki}^2}{V_{уч}}} = - \frac{\sum \pm A_i l_i}{2 \sum \frac{A_i l_i}{V_{уч}}}. \quad (7.13)$$

9. Производится новый газодинамический расчет с учетом поправочных расходов. Расход на участке ( $V'_{уч}$ ), м<sup>3</sup>/ч, определяется как

$$V'_{уч} = V_{уч} + \Delta V. \quad (7.14)$$

10. Производится увязка ответвлений. В качестве диаметра ответвления принимается больший из полученных расчетов аварийных режимов. Необходимо следить, чтобы давление в конце каждого участка было не менее необходимого.

**Пример 7.1.** Рассчитать кольцевую сеть среднего давления города из предыдущих примеров, схема которой приведена на рис. 7.1. Газопроводы проектируются из полиэтиленовых труб с  $SDR$  9. Плотность газа  $\rho_0 = 0,77$  кг/м<sup>3</sup>; кинематическая вязкость  $\nu_0 = 13,05 \cdot 10^{-6}$  м<sup>2</sup>/с; абсолютное давление на выходе из ГРС  $P_H = 0,40$  МПа, минимальное давление у последнего потребителя  $P_K = 0,25$  МПа.

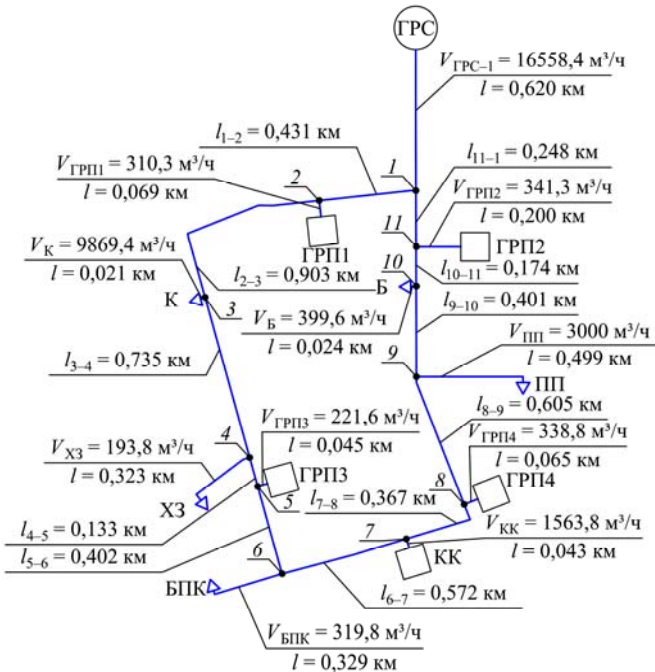


Рис. 7.1. Схема кольцевой газовой сети среднего давления

Составляется схемы аварийных режимов (рис. 7.2 и 7.3), полагая, что при режиме *A* авария случилась на участке *I-2*, а в режиме *B* – на участке *I-1I*.

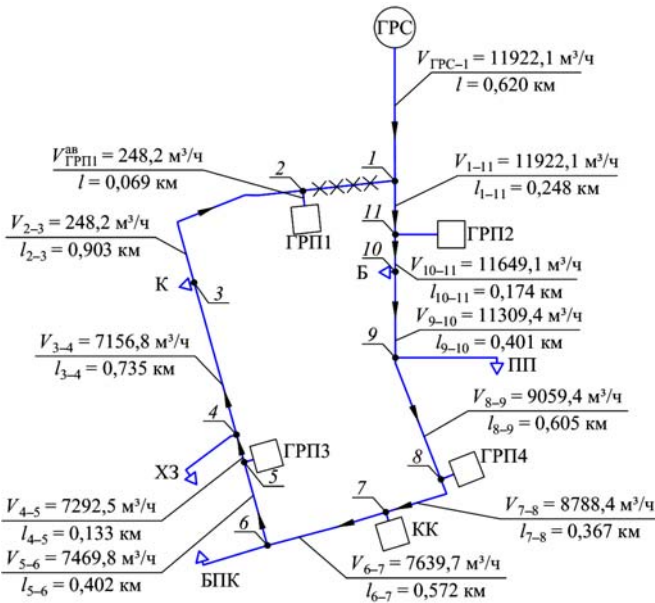


Рис. 7.2. Расчетная схема сети при аварийном режиме *A*

Принимаются следующие значения коэффициентов обеспеченности: для ГРП  $k_{об} = 0,80$ ; для котельных  $k_{об} = 0,70$ ; для больницы  $k_{об} = 0,85$ ; для банно-прачечного комбината  $k_{об} = 0,70$ ; для хлебозавода  $k_{об} = 0,70$  и для промышленного предприятия  $k_{об} = 0,75$ . Расчет аварийных расходов газа приведен в табл. 7.2.

Таблица 7.2

### Определение аварийных расходов газа потребителями

Наименование потребителей	$V_p, \text{ м}^3/\text{ч}$	Принятое значение $k_{об}$	$V_{ав}, \text{ м}^3/\text{ч}$
ГРП1	310,3	0,80	248,2
ГРП2	341,3	0,80	273,0
ГРП3	221,6	0,80	177,3

Наименование потребителей	$V_p, \text{ м}^3/\text{ч}$	Принятое значение $k_{об}$	$V_{ав}, \text{ м}^3/\text{ч}$
ГРП4	338,8	0,80	271,0
Больница	399,6	0,85	339,7
Хлебозавод	193,8	0,70	135,7
Банно-прачечный комбинат	319,8	0,70	223,9
Котельная	9869,4	0,70	6908,6
Квартальная котельная	1563,8	0,70	1094,7
Промышленное предприятие	3000,0	0,75	2250,0
Суммарные расходы	16558,4	—	11922,1

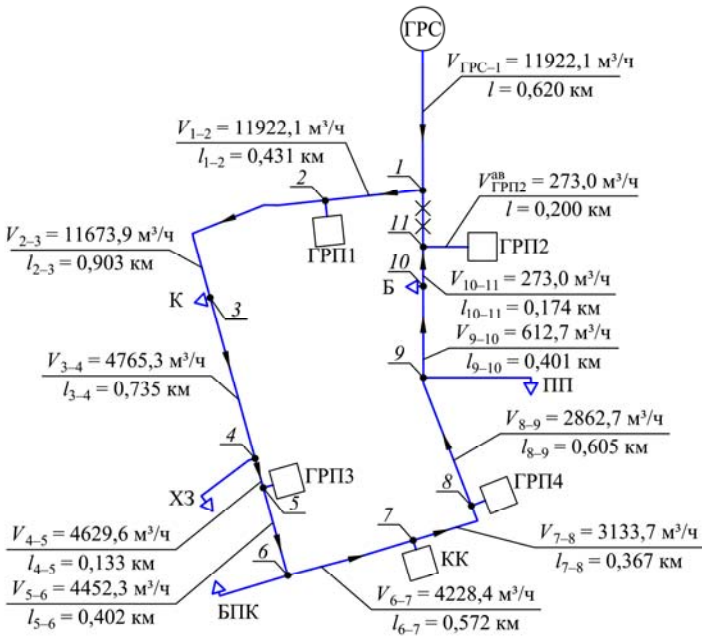


Рис. 7.3. Расчетная схема сети при аварийном режиме В

Определяется эквивалентный по потерям давления расход газа:

$$V_{э\text{кв}} = 0,59 \cdot 11\,922,1 = 7034,0, \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Суммарная протяженность газопроводов составляет  
 – для режима  $A - \sum l_A = 0,620 + 0,248 + 0,174 + 0,401 + 0,605 + 0,367 + 0,572 + 0,402 + 0,133 + 0,735 + 0,903 + 0,069 = 5,229$ , км;  
 – для режима  $B - \sum l_B = 0,620 + 0,431 + 0,903 + 0,735 + 0,133 + 0,402 + 0,572 + 0,367 + 0,605 + 0,401 + 0,174 + 0,200 = 5,543$ , км.

Средняя величина среднеквадратичного перепада давлений в сети составляет

$$A_{\text{ср}}^A = \frac{0,40^2 - 0,25^2}{1,1 \cdot 5,229} \cdot \frac{0,73}{0,77} = 0,016, \text{ МПа}^2/\text{км};$$

$$A_{\text{ср}}^B = \frac{0,40^2 - 0,25^2}{1,1 \cdot 5,543} \cdot \frac{0,73}{0,77} = 0,015, \text{ МПа}^2/\text{км}.$$

По номограмме прил. Д определяется, что для обоих контуров точка пересечения  $A_{\text{ср}}$  и  $V_{\text{экв}}$  находится между диаметрами  $280 \times 31,3$  мм и  $315 \times 35,2$  мм. Большой из диаметров принимается для начальных участков, меньший – для концевых.

Расчет аварийных режимов приведен в табл. 7.3.

Таблица 7.3

### Газодинамический расчет сети при аварийных режимах

Участок	$V_{\text{уч}},$ м <sup>3</sup> /ч	$l,$ км	$A_{\text{ср}},$ МПа <sup>2</sup> /км	$d_{\text{н}} \times \delta,$ мм	$d_{\text{вн}},$ м	$A_{\text{уч}},$ МПа <sup>2</sup> /км	$P_{\text{н}},$ МПа	$P_{\text{к}},$ МПа
Аварийный режим $A$								
Кольцо								
ГРС-1	11 922,1	0,620	0,016	315×35,2	0,2446	0,0187	0,4000	0,3837
1-11	11 922,1	0,248		280×31,3	0,2174	0,0340	0,3837	0,3714
11-10	11 649,1	0,174		280×31,3	0,2174	0,0325	0,3714	0,3629
10-9	11 309,4	0,401		280×31,3	0,2174	0,0308	0,3629	0,3437
9-8	9059,4	0,605		280×31,3	0,2174	0,0201	0,3437	0,3237
8-7	8788,4	0,367		280×31,3	0,2174	0,0191	0,3237	0,3116
7-6	7693,7	0,572		280×31,3	0,2174	0,0148	0,3116	0,2963
6-5	7469,8	0,402		280×31,3	0,2174	0,0140	0,2963	0,2857
5-4	7292,5	0,133		280×31,3	0,2174	0,0134	0,2857	0,2822
4-3	7156,8	0,735		280×31,3	0,2174	0,0129	0,2822	0,2631
3-2	248,2	0,903		280×31,3	0,2174	0,00003	0,2631	0,2630
2-ГРП1	248,2	0,069		63×7,1	0,0488	0,0415	0,2630	0,2569

Участок	$V_{уч},$ м <sup>3</sup> /ч	$l,$ км	$A_{ср},$ МПа <sup>2</sup> /км	$d_n \times \delta,$ мм	$d_{вн},$ м	$A_{уч},$ МПа <sup>2</sup> /км	$P_n,$ МПа	$P_k,$ МПа
Невязка составляет $\sigma = (0,2569 - 0,2500) \cdot 100 \% / 0,2500 = 2,8 \%$								
Расчет ответвлений								
3-К	6908,6	0,021	0,276	200×22,4	0,1552	0,0662	0,2631	0,2602
4-ХЗ	135,7	0,323	0,046	50×5,6	0,0388	0,0421	0,2822	0,2543
5-ГРПЗ	177,3	0,045	0,366	50×5,6	0,0388	0,0694	0,2857	0,2796
6-БПК	223,9	0,329	0,066	63×7,1	0,0488	0,0341	0,2963	0,2747
7-КК	1094,7	0,043	0,693	110×12,3	0,0854	0,0407	0,3116	0,3085
8-ГРП4	271,0	0,065	0,561	63×7,1	0,0488	0,0487	0,3237	0,3183
9-ПП	2250,0	0,499	0,096	125×14,0	0,0970	0,0840	0,3437	0,2684
10-Б	339,7	0,024	2,485	63×7,1	0,0488	0,0745	0,3629	0,3602
11-ГРП2	273,0	0,200	0,325	63×7,1	0,0488	0,0494	0,3714	0,3565
Аварийный режим В								
Кольцо								
ГРС-1	11 922,1	0,620	0,015	280×31,3	0,2174	0,0340	0,4000	0,3699
1-2	11 922,1	0,431		280×31,3	0,2174	0,0340	0,3699	0,3474
2-3	11 673,9	0,903		280×31,3	0,2174	0,0326	0,3474	0,2972
3-4	4765,3	0,735		280×31,3	0,2174	0,0060	0,2972	0,2889
4-5	4629,6	0,133		280×31,3	0,2174	0,0057	0,2889	0,2875
5-6	4452,3	0,402		280×31,3	0,2174	0,0053	0,2875	0,2834
6-7	4228,4	0,572		280×31,3	0,2174	0,0048	0,2834	0,2780
7-8	3133,7	0,367		280×31,3	0,2174	0,0028	0,2780	0,2760
8-9	2862,7	0,605		280×31,3	0,2174	0,0024	0,2760	0,2731
9-10	612,7	0,401		280×31,3	0,2174	0,0001	0,2731	0,2730
10-11	273,0	0,174		280×31,3	0,2174	0,00004	0,2730	0,2730
11-ГРП2	273,0	0,200		63×7,1	0,0488	0,0494	0,2730	0,2523
Невязка составляет $\sigma = (0,2523 - 0,2500) \cdot 100 \% / 0,2500 = 0,9 \%$								
Расчет ответвлений								
2-ГРП1	248,2	0,069	0,727	63×7,1	0,0488	0,0415	0,3474	0,3428
3-К	6908,6	0,021	1,060	200×22,4	0,1552	0,0662	0,2972	0,2946
4-ХЗ	135,7	0,323	0,056	50×5,6	0,0388	0,0421	0,2889	0,2617
5-ГРПЗ	177,3	0,045	0,386	50×5,6	0,0388	0,0694	0,2875	0,2815
6-БПК	223,9	0,329	0,047	63×7,1	0,0488	0,0341	0,2834	0,2607
7-КК	1094,7	0,043	0,296	110×12,3	0,0854	0,0407	0,2780	0,2745
8-ГРП4	271,0	0,065	0,181	63×7,1	0,0488	0,0487	0,2760	0,2696
9-ПП	2250,0	0,499	0,021	180×20,1	0,1398	0,0134	0,2731	0,2593
10-Б	339,7	0,024	0,432	63×7,1	0,0488	0,0745	0,2730	0,2694

На основании данных расчета аварийных режимов выполняется предварительный расчет в нормальном режиме при расчетных расходах. Диаметры участков принимается наибольшими из получен-

ных при расчете аварийных режимов. Схема нормального режима для предварительного расчета приведена на рис. 7.4.

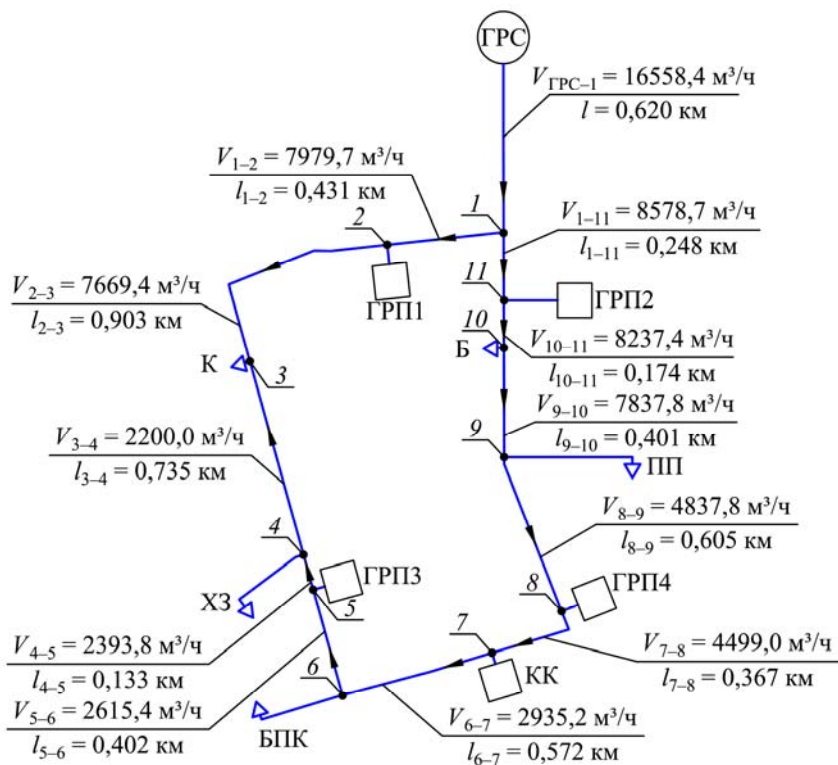


Рис. 7.4. Схема нормального режима для предварительного расчета

В качестве точки схождения потоков принимается точка 3. Примем, что справа от точки 3, т. е. на участке 2–3, расход составляет  $2200 \text{ м}^3/\text{ч}$ . Расход газа потребителями в полукольце 1–2–3 составляет  $310,3 + (9869,4 - 2200,0) = 7979,7 \text{ м}^3/\text{ч}$ , а в полукольце 1–11–10–9–8–7–6–5–4–3 –  $2200,0 + 193,8 + 221,6 + 319,8 + 1563,8 + 338,8 + 3000,0 + 399,6 + 341,3 = 8578,7 \text{ м}^3/\text{ч}$ .

Предварительный газодинамический расчет кольцевой сети приведен в табл. 7.4.

Таблица 7.4

**Предварительный газодинамический расчет сети  
в нормальном режиме**

Участок	$V_{\text{уч}}, \text{м}^3/\text{ч}$	$l, \text{км}$	$d_{\text{н}} \times \delta, \text{мм}$	$d_{\text{вн}}, \text{м}$	$A_{\text{уч}}, \text{МПа}^2/\text{км}$	$P_{\text{н}}, \text{МПа}$	$P_{\text{к}}, \text{МПа}$	$\pm A_i \cdot 10^6, \text{МПа}^2$	$A_i \cdot 10^6, \text{МПа}^2$	$A_i \cdot 10^9 / V_{\text{уч}}, \text{МПа}^2/(\text{м}^3/\text{ч})$
Питающий газопровод										
ГРС-1	16 558,4	0,620	315×35,2	0,2446	0,03515	0,40000	0,36882	—	—	—
Кольцевая сеть										
Полукольцо 1-2-3										
1-2	-7979,7	0,431	280×31,3	0,2174	0,01587	0,36882	0,35847	-6840,0	6840,0	857,2
2-3	-7669,4	0,903	280×31,3	0,2174	0,01466	0,35847	0,33755	-13238,0	13238,0	1726,1
Полукольцо 1-11-10-9-8-7-6-5-4-3										
1-11	8578,7	0,248	280×31,3	0,2174	0,01819	0,36882	0,36203	4511,1	4511,1	525,8
11-10	8237,4	0,174	280×31,3	0,2174	0,01677	0,36203	0,35757	2918,0	2918,0	354,2
10-9	7837,8	0,401	280×31,3	0,2174	0,01531	0,35757	0,34800	6139,3	6139,3	783,3
9-8	4837,8	0,605	280×31,3	0,2174	0,00621	0,34800	0,34201	3757,1	3757,1	776,6
8-7	4499,0	0,367	280×31,3	0,2174	0,00541	0,34201	0,33880	1985,5	1985,5	441,3
7-6	2935,2	0,572	280×31,3	0,2174	0,00246	0,33880	0,33651	1407,1	1407,1	479,4
6-5	2615,4	0,402	280×31,3	0,2174	0,00199	0,33651	0,33520	800,0	800,0	305,9
5-4	2393,8	0,133	280×31,3	0,2174	0,00169	0,33520	0,33483	224,8	224,8	93,9
4-3	2200,0	0,735	280×31,3	0,2174	0,00145	0,33483	0,33307	1065,8	1065,8	484,5
							Σ	2730,7	42886,7	6828,2

Определяется ошибка в кольце

$$\delta = \frac{2730,7 \cdot 10^{-6}}{0,5 \cdot 42\,886,7 \cdot 10^{-6}} \cdot 100 \% = 12,7 \%,$$

что больше допускаемой в расчетах ошибки – 10 %.



Так как  $\delta > 10\%$ , то определяются поправочные круговые расходы ( $\Delta V$ ),  $\text{м}^3/\text{ч}$ , по формуле (7.13)

$$\Delta V = -\frac{2730,7 \cdot 10^{-6}}{2 \cdot 6828,2 \cdot 10^{-9}} = -200,0, \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Далее производится новый газодинамический расчет с учетом поправочных расходов (табл. 7.5). Расход на участке  $V'_{\text{уч}}$ ,  $\text{м}^3/\text{ч}$ , по (7.14).

Таблица 7.5

Газодинамический расчет кольцевой сети  
в нормальном режиме

Участок	$V_{\text{уч}}, \text{ м}^3/\text{ч}$	$l, \text{ км}$	$d_{\text{ит}} \times \delta, \text{ мм}$	$d_{\text{внр}}, \text{ м}$	$A_{\text{уч}}, \text{ МПа}^2/\text{км}$	$P_{\text{нр}}, \text{ МПа}$	$P_{\text{кв}}, \text{ МПа}$	$\pm A_{\text{л}}, 10^6, \text{ МПа}^2$	$A_{\text{л}}, 10^6, \text{ МПа}^2$	$A_{\text{л}}, 10^9/V_{\text{уч}}, \text{ МПа}^2/(\text{м}^3/\text{ч})$
Питающий газопровод										
ГРС-1	16558,4	0,620	315×35,2	0,2446	0,03515	0,40000	0,36882	—	—	—
Кольцевая сеть										
Полукольцо 1-2-3										
1-2	-8179,7	0,431	280×31,3	0,2174	0,01654	0,36882	0,35803	-7128,7	7128,7	871,50
2-3	-7869,4	0,903	280×31,3	0,2174	0,01543	0,35803	0,33594	-13933,3	13933,3	1770,60
Полукольцо 1-11-10-9-8-7-6-5-4-3										
1-11	8378,7	0,248	280×31,3	0,2174	0,01735	0,36882	0,36235	4302,8	4302,8	513,5
11-10	8037,4	0,174	280×31,3	0,2174	0,01610	0,36235	0,35807	2801,4	2801,4	348,5
10-9	7637,8	0,401	280×31,3	0,2174	0,01454	0,35807	0,34900	5830,5	5830,5	763,4
9-8	4637,8	0,605	280×31,3	0,2174	0,00571	0,34900	0,34351	3454,6	3454,6	744,9
8-7	4299,0	0,367	280×31,3	0,2174	0,00498	0,34351	0,34057	1827,7	1827,7	425,1
7-6	2735,2	0,572	280×31,3	0,2174	0,00217	0,34057	0,33856	1241,2	1241,2	453,8
6-5	2415,4	0,402	280×31,3	0,2174	0,00172	0,33856	0,33743	691,4	691,4	286,2
5-4	2193,8	0,133	280×31,3	0,2174	0,00144	0,33743	0,33712	191,5	191,5	87,3
4-3	2000,0	0,735	280×31,3	0,2174	0,00122	0,33712	0,33565	896,7	896,7	448,4
							Σ	175,8	42299,8	6713,2

Ошибка расчета с поправочными расходами составляет

$$\delta = \frac{175,8 \cdot 10^{-6}}{0,5 \cdot 42299,8 \cdot 10^{-6}} \cdot 100 \% = 0,8 \%,$$

что меньше допускаемой в расчетах ошибки.

Определяется невязку давлений в точке схождения потоков 3

$$\sigma = \frac{0,33594 - 0,33565}{0,33565} \cdot 100 \% = 0,1 \%,$$

Таким образом, пересчет расходов не требуется и данное распределение расходов принимаем в качестве конечного. На основании полученных давлений в начале и конце участков производим увязку (табл. 7.6).

Таблица 7.6

#### Увязка ответвлений

Участок	$V_{\text{уч}}$ , м <sup>3</sup> /ч	$l$ , км	$d_n \times \delta$ , мм	$d_{\text{вн}}$ , м	$A_{\text{уч}}$ , МПа <sup>2</sup> /км	$P_n$ , МПа	$P_k$ , МПа
2-ГРП1	310,3	0,069	63×7,1	0,0488	0,0628	0,35803	0,35131
3-К	9869,4	0,021	225×25,2	0,1746	0,0726	0,33565	0,33314
4-ХЗ	193,8	0,323	50×5,6	0,0388	0,0817	0,33712	0,29090
5-ГРП3	221,6	0,045	63×7,1	0,0488	0,0336	0,33743	0,33496
6-БПК	319,8	0,329	63×7,1	0,0488	0,0667	0,33856	0,30081
7-КК	1563,8	0,043	110×12,3	0,0854	0,0804	0,34057	0,33494
8-ГРП4	338,8	0,065	63×7,1	0,0488	0,0741	0,34351	0,33571
9-ПП	3000,0	0,499	180×20,1	0,1398	0,0230	0,34900	0,33042
10-Б	399,6	0,024	75×8,4	0,0582	0,0420	0,35807	0,35652
11-ГРП2	341,3	0,200	63×7,1	0,0488	0,0752	0,36235	0,33875

Для участков 3-К, 5-ГРП3 и 10-Б диаметр принят большим, чем в аварийных режимах, так как среднеквадратичный перепад давлений получился больше рекомендуемого значения (0,1 МПа<sup>2</sup>/км).

Схема кольцевой сети с нанесенными обозначениями газопроводов приведена на рис. 7.5.

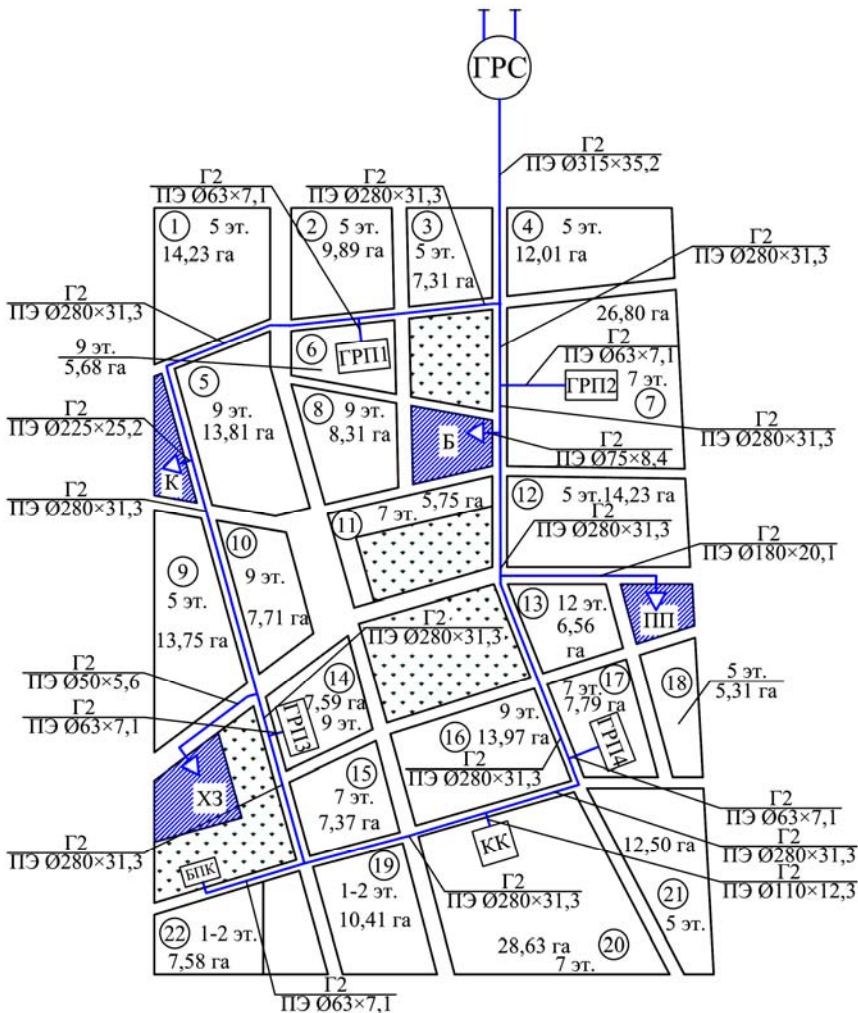


Рис. 7.5. Схема сети среднего давления города

## 8. ГАЗОДИНАМИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ КВАРТАЛЬНОЙ СЕТИ НИЗКОГО ДАВЛЕНИЯ

Перед выполнением газодинамического расчета необходимо проинформировать разводку газовых сетей низкого давления от ГРП до кварталов, а также внутри них. Как отмечалось ранее, обычно газопроводы выполняют смешанным способом с кольцеванием основных линий. Внутри кварталов может быть выполнена как тупиковая, так и кольцевая сеть низкого давления. Для жилых зданий число врезок в распределительный газопровод определяется количеством вводов в здание, которое может равняться количеству секций жилого дома.

Согласно требованиям ТНПА [1, прил. ГЗ] расчетные потери давления газа в распределительных газопроводах низкого давления (от ГРП или другого регулирующего устройства до наиболее удаленного прибора) принимают не более 1800 Па: в уличных и внутриквартальных газопроводах потери должны быть не более 1200 Па, в газопроводах-вводах и внутренних газопроводах – не более 600 Па.

При выполнении схемы газоснабжения квартала производится разбивка сети на участки, которые могут иметь транзитный или пусковой и транзитный расходы. Участки нумеруются, на них указываются длина и расчетный расход газа.

### 8.1. Расчет кольцевых сетей низкого давления

1. Определяется расход газа потребителями ( $V_{\text{кв}}$ ), м<sup>3</sup>/ч, расположенными в квартале, по выражению

$$V_{\text{кв}} = V_{\text{ж.д.}} + V_{\text{ком}}, \quad (8.1)$$

где  $V_{\text{ж.д.}}$  – расход газа жилыми домами, м<sup>3</sup>/ч;

$V_{\text{ком}}$  – сосредоточенный расход газа предприятиями общественного питания и мелкими коммунальными потребителями (столовые, кафе, магазины и пр.), м<sup>3</sup>/ч.

Расход газа жилыми домами определяется как доля от общего расхода газа ГРП по выражению

$$V_{\text{ж.д.}} = V_{\text{ГРП}}^{\text{эти}} \frac{N_{\text{кв}}}{N_{\text{ГРП}}^{\text{эти}}}, \quad (8.2)$$

где  $V_{\text{ГРП}}^{\text{эти}}$  и  $N_{\text{ГРП}}^{\text{эти}}$  – расчетный расход газа, м<sup>3</sup>/ч, и количество жителей, чел., проживающих в жилых зданиях  $i$ -ой этажности в зоне действия рассматриваемого ГРП;

$N_{\text{кв}}$  – число жителей в квартале, чел.

2. Задается начальное распределение потоков газа в сети. Направление газа выбирается таким образом, чтобы он двигался от точки питания к потребителю кратчайшим путем. На перемычках между участками расходы задаются произвольно. На перемычках к другим ГРП расход принимается равным 0.

3. Выбираются главные направления.

4. Производится проверка правильности расчета расходов: в точке питания расход должен быть равен расходу газа в сети.

5. Определяются средние удельные потери давления на трение по главным направлениям ( $R_{\text{ср}}$ ), Па/м, по формуле

$$R_{\text{ср}} = \frac{\Delta p_{\text{расп}}}{1,1 \sum l} \cdot \frac{0,73}{\rho_0}, \quad (8.3)$$

где  $\Delta p_{\text{расп}}$  – располагаемый перепад давлений, Па;

$\sum l$  – суммарная длина участков основного направления, м;

0,73 кг/м<sup>3</sup> – плотность природного газа, для которой построены номограммы.

6. По номограммам (прил. Е) исходя из  $R_{\text{ср}}$  и расчетного расхода  $V_p$ , определяются диаметры участков. Минимальный диаметр стальных газопроводов принимают 50 мм, у полиэтиленовых – определяется исходя из того, что толщина стенки должна быть не менее 3 мм.

7. По подобранному диаметру и  $V_p$  рассчитывают фактические удельные потери давления на трение ( $R_{\text{уч}}$ ), Па/м, по формуле (обозначения те же, что и в формуле (3.5))

$$R_{\text{уч}} = \frac{\lambda \rho_0 V_0^2}{1,62 \cdot 10^6 \pi^2 d_{\text{вн}}^5}. \quad (8.4)$$

При незначительном отклонении плотности от  $0,73 \text{ кг/м}^3 (\pm 5 \%)$  допускается использовать номограммы (прил. Е) с введением поправки на плотность:

$$R_{\text{уч}} = R_{\text{гр}} \frac{\rho_0}{0,73}, \quad (8.5)$$

где  $R_{\text{гр}}$  – определенные по номограмме удельные потери давления на трение, Па/м.

8. Производится предварительный газодинамический расчет. В каждом кольце направленные по часовой стрелке расходы берутся со знаком «плюс», а против часовой стрелки – со знаком «минус». Потери давления на участке определяются по выражению

$$\Delta p_{\text{уч}} = 1,1 R_{\text{уч}} l. \quad (8.6)$$

Множитель 1,1 учитывает потери давления в местных сопротивлениях (10 % от потерь давления на трение).

9. Определяется ошибка в распределении расходов

$$\delta = \frac{|\sum \Delta p_{\text{уч}}|}{0,5 \sum |\Delta p_{\text{уч}}|} \cdot 100 \%. \quad (8.7)$$

Ошибка должна быть не более 10 %.

10. Если ошибка получилась менее 10 %, то переходят к п. 12. Если же ошибка вышла за допустимые пределы, то для каждого контура определяются поправочные круговые расходы  $\Delta V_i'$ , поправки на ошибки в соседних кольцах  $\Delta V_i''$  и суммарные поправки  $\Delta V_i$ ,  $\text{м}^3/\text{ч}$ , по формулам

$$\Delta V_i' = - \frac{\sum \Delta p_{\text{уч}}^i}{1,75 \sum \frac{\Delta p_{\text{уч}}}{V_{\text{уч}}}}; \quad (8.8)$$

$$\Delta V_i'' = \frac{\sum \frac{\Delta p_{\text{уч}}}{V_{\text{уч}}} \Delta V_i'}{\sum \frac{\Delta p_{\text{уч}}}{V_{\text{уч}}}}; \quad (8.9)$$

$$\Delta V_i = V_i' + \Delta V_i''; \quad (8.10)$$

11. Производится новый газодинамический расчет с учетом поправочных расходов. Расход на участке определяется как

$$V_p = V_i + \Delta V_i - \Delta V_i^{\text{с.к}}, \quad (8.11)$$

где  $\Delta V_i^{\text{с.к}}$  – поправочный расход в соседнем кольце, м<sup>3</sup>/ч.

12. Производится осреднение диаметров. Средний внутренний диаметр определяется по выражению

$$d_{\text{вн}}^{\text{ср}} = \frac{\alpha \sum d_{\text{вн}}^i l_i}{\sum l_i}, \quad (8.12)$$

где  $\alpha$  – коэффициент, учитывающий увеличение материальной характеристики кольца с постоянным диаметром, обычно  $\alpha$  до 1,1;

$d_i$  и  $l_i$  – внутренний диаметр и длина участка газопровода, м.

Диаметр участка принимается по сортаменту труб. Так как средний диаметр будет находиться между двумя диаметрами, в расчеты берется и больший  $d_{\text{вн}}^{\delta}$ , и меньший  $d_{\text{вн}}^{\text{М}}$  из них, т. е.

$$d_{\text{вн}}^{\delta} > d_{\text{вн}}^{\text{ср}} > d_{\text{вн}}^{\text{М}}. \quad (8.13)$$

13. Производится газодинамический расчет с новыми диаметрами участков.

**Пример 8.1.** Рассчитать кольцевую сеть низкого давления в зоне действия ГРП4 (рис. 8.1) города из предыдущих примеров. Суммар-

ный расход газа потребителями ГРП4 составляет  $V_{ГРП} = 338,8 \text{ м}^3/\text{ч}$ , из них на 5-этажную застройку ( $N_{ГРП}^{5-эт} = 1485 \text{ чел.}$ ) приходится  $V_{ГРП}^{5-эт} = 105,3 \text{ м}^3/\text{ч}$ , а на 7–9-этажную застройку ( $N_{ГРП}^{7-9-эт} = 8400 \text{ чел.}$ ) –  $V_{ГРП}^{7-9-эт} = 209,0 \text{ м}^3/\text{ч}$  (данные взяты из табл. 4.1).

Расход газа на столовую в квартале 20 равен  $8,8 \text{ м}^3/\text{ч}$ , на продуктовый магазин с пекарней в квартале 21 –  $15,7 \text{ м}^3/\text{ч}$ . Газопроводы проектируются из полиэтиленовых труб с  $SDR 11$ . Плотность газа  $\rho_0 = 0,77 \text{ кг}/\text{м}^3$ ; кинематическая вязкость  $\nu_0 = 13,05 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$ .

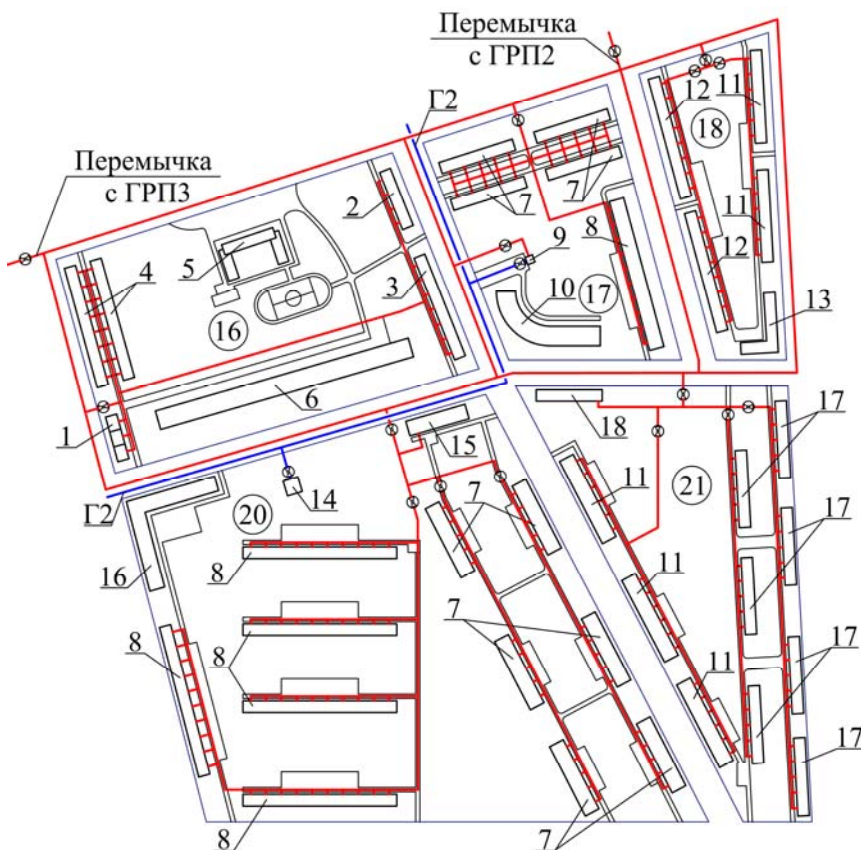


Рис. 8.1. Схема газопроводов в зоне действия ГРП4



Таблица 8.1

## Экспликация застройки квартала

Номер	Наименование	Этажность	Количество
1	3-секционный жилой дом	9	1
2	4-секционный жилой дом	9	1
3	7-секционный жилой дом	9	1
4	8-секционный жилой дом	9	2
5	Школа	3	1
6	Торговый центр	4	1
7	5-секционный жилой дом	7	10
8	10-секционный жилой дом	7	6
9	Газорегуляторный пункт (ГРП4)	1	1
10	Развлекательный центр	5	1
11	6-секционный жилой дом	5	5
12	8-секционный жилой дом	5	2
13	Магазин стройматериалов	4	1
14	Квартальная котельная	1	1
15	Столовая	3	1
16	Хозяйственный магазин	3	1
17	5-секционный жилой дом	5	4
18	Продуктовый магазин с пекарней	1	1

Определяются расчетные расходы газа, приходящиеся на каждый квартал, по выражениям (8.1) и (8.2). Из табл. 3.2 принимается численность жителей в кварталах. В кварталах 20 и 21 учитываются коммунальные потребители.

$$V_{\text{кв16}} = V_{\text{ж.д}} = 209,0 \frac{2329}{8400} = 57,9, \text{ м}^3/\text{ч};$$

$$V_{\text{кв17}} = V_{\text{ж.д}} = 209,0 \frac{1299}{8400} = 32,3, \text{ м}^3/\text{ч};$$

$$V_{\text{кв18}} = V_{\text{ж.д}} = 105,3 \frac{443}{1485} = 31,4, \text{ м}^3/\text{ч};$$

$$V_{\text{КВ20}} = V_{\text{ж.д.}} + V_{\text{КОМ}} = 209,0 \frac{4772}{8400} + 8,8 = 118,8 + 8,8 = 127,6, \text{ м}^3/\text{ч};$$

$$V_{\text{КВ21}} = V_{\text{ж.д.}} + V_{\text{КОМ}} = 105,3 \frac{1042}{1485} + 15,7 = 73,9 + 15,7 = 89,6, \text{ м}^3/\text{ч};$$

$$V_{\text{КВ16}} + V_{\text{КВ17}} + V_{\text{КВ18}} + V_{\text{КВ20}} + V_{\text{КВ21}} = 57,9 + 32,3 + 31,4 + 127,6 + 89,6 = 338,8, \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Так как суммарный расход кварталами равен расходу газа через ГРП4, значит, расчет выполнен верно.

Составляется расчетная схема газопроводов кольцевой сети. Кольцам присваиваются номера римскими цифрами. Намечаются точки схождения потоков в каждом кольце (3, 9 и 10). На участках 2–3, 8–9 и 7–9 расходы приняты произвольно.

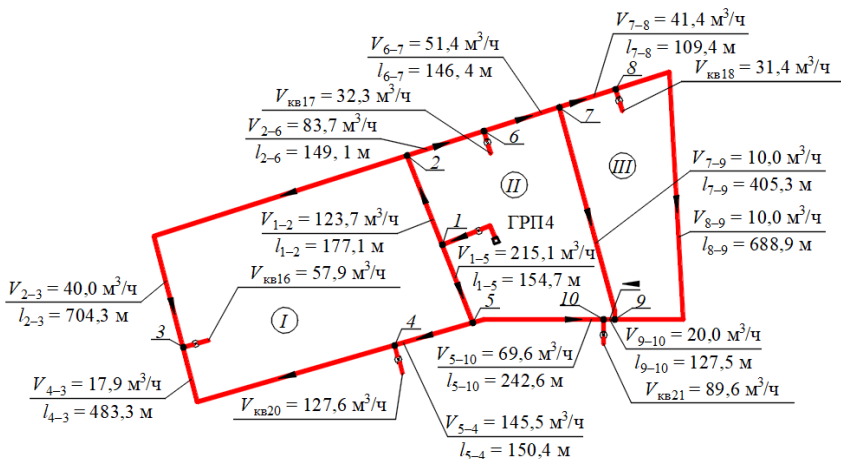


Рис. 8.2. Расчетная схема кольцевых сетей низкого давления

Выбираются главные направления:  $I-2-6-7-8-9$  (направление  $A$ ) и  $I-2-3$  (направление  $B$ ). Длины главных направлений составляют

$$l_A = l_{1-2} + l_{2-6} + l_{6-7} + l_{7-8} + l_{8-9} = 177,1 + 149,1 + 146,4 + 109,4 + 688,9 = 1270,9, \text{ м};$$

$$l_B = l_{1-2} + l_{2-3} = 177,1 + 704,3 = 881,4, \text{ м}.$$

Далее необходимо подобрать диаметры на расчетных направлениях. Принимается, во всей кольцевой сети потери давления составляют 300–400 Па.

Средние удельные потери давления на трение определяются по формуле (8.3):

$$R_{\text{ср}}^A = \frac{400}{1,1 \cdot 1270,9} \cdot \frac{0,73}{0,77} = 0,271, \text{ Па/м};$$

$$R_{\text{ср}}^B = \frac{400}{1,1 \cdot 811,4} \cdot \frac{0,73}{0,77} = 0,425, \text{ Па/м}.$$

Ориентируясь на данные значения, по номограмме для полиэтиленовых труб (прил. Е), определяются диаметры участков, после чего производится газодинамический расчет колец (табл. 8.2). Диаметры подбираются исходя из того, что толщина стенки была не менее 3 мм. В каждом кольце определяется ошибка распределения расходов по выражению (8.7).

Таблица 8.2

Предварительный расчет кольцевых сетей низкого давления

Номер кольца	Номер участка	Номер соседнего кольца	$l$ , м	$d_n \times \delta$ , мм	$d_{\text{вн}}$ , м	$V_{\text{уч}}$ , м <sup>3</sup> /ч	$R_{\text{уч}}$ , Па/м	$\Delta p_{\text{уч}}$ , Па	$ \Delta p_{\text{уч}} $ , Па	$\Delta p_{\text{уч}}/V_{\text{уч}}$ , Па/(м <sup>3</sup> /ч)
I	1–5	II	154,7	200×18,2	0,1636	215,1	0,445	75,7	75,7	0,352
	5–4	–	150,4	180×16,4	0,1472	145,5	0,369	61,0	61,0	0,419
	4–3	–	483,3	75×6,8	0,0614	17,9	0,598	317,9	317,9	17,760
	1–2	II	177,1	200×18,2	0,1636	–123,7	0,167	–32,5	32,5	0,263
	2–3	–	704,3	110×10,0	0,0900	–40,0	0,397	–307,6	307,6	7,690
Ошибка составляет $\delta = 28,8\%$								114,5	794,7	26,484
II	1–2	I	177,1	200×18,2	0,1636	123,7	0,167	32,5	32,5	0,263
	2–6	–	149,1	140×12,7	0,1146	83,7	0,461	75,6	75,6	0,903
	6–7	–	146,4	110×10,0	0,0900	51,4	0,618	99,5	99,5	1,936
	7–9	III	405,3	90×8,2	0,0736	10,0	0,086	38,3	38,3	3,830
	9–10	–	127,5	90×8,2	0,0736	20,0	0,306	42,9	42,9	2,145
	1–5	I	154,7	200×18,2	0,1636	–215,1	0,445	–75,7	75,7	0,352
	5–10	–	242,6	125×11,4	0,1022	–69,6	0,575	–153,4	153,4	2,204

Окончание табл. 8.2

Номер кольца	Номер участка	Номер соседнего кольца	$l$ , м	$d_n \times \delta$ , мм	$d_{вн}$ , м	$V_{уч}$ , м <sup>3</sup> /ч	$R_{уч}$ , Па/м	$\Delta p_{уч}$ , Па	$ \Delta p_{уч} $ , Па	$\Delta p_{уч}/V_{уч}$ , Па/(м <sup>3</sup> /ч)
Ошибка составляет $\delta = 23,1\%$								59,7	517,9	11,633
III	7-8	—	109,4	110×10,0	0,0900	41,4	0,422	50,8	50,8	1,227
	8-9	—	688,9	110×10,0	0,0900	10,0	0,029	22,0	22,0	2,200
	7-9	II	405,3	90×8,2	0,0736	-10,0	0,086	-38,3	38,3	3,830
Ошибка составляет $\delta = 15,5\%$								34,5	111,1	7,257

Так как ошибка в контуре III получилась более 10 %, то для каждого контура определяют поправочные круговые расходы  $\Delta V'_i$ , поправки на ошибки в соседних кольцах  $\Delta V''_i$  и суммарные поправки  $\Delta V_i$ , м<sup>3</sup>/ч, по формулам (8.8–8.10):

$$\Delta V'_I = -\frac{114,5}{1,75 \cdot 26,484} = -2,47, \text{ м}^3/\text{ч};$$

$$\Delta V'_{II} = -\frac{59,7}{1,75 \cdot 11,633} = -2,93, \text{ м}^3/\text{ч};$$

$$\Delta V'_{III} = -\frac{34,5}{1,75 \cdot 7,257} = -2,72, \text{ м}^3/\text{ч};$$

$$\Delta V''_I = \frac{(0,352 + 0,263) \cdot (-2,93)}{26,484} = -0,07, \text{ м}^3/\text{ч};$$

$$\Delta V_I = -2,47 + (-0,07) = -2,54, \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Для уточнения расчетов в дальнейшем вместо  $\Delta V'$  используют  $\Delta V_I$  и вместо  $\Delta V'_{II} - \Delta V'_{III}$ .

$$\Delta V''_{II} = \frac{(0,263 + 0,352) \cdot (-2,54) + 3,830 \cdot (-2,72)}{11,633} = -1,03, \text{ м}^3/\text{ч};$$

$$\Delta V_{II} = -2,93 + (-1,03) = -3,96, \text{ м}^3/\text{ч};$$

$$\Delta V_{III}'' = \frac{3,830 \cdot (-3,96)}{7,257} = -2,09, \text{ м}^3/\text{ч};$$

$$\Delta V_{III} = -2,72 + (-2,09) = -4,81, \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Производят пересчет с учетом поправочных расходов (табл. 8.3).

Таблица 8.3

Газодинамический расчет кольцевых сетей  
с учетом поправочных расходов

Номер кольца	Номер участка	Номер соседнего кольца	$l, \text{ м}$	$d_n \times \delta, \text{ мм}$	$d_{\text{вн}}, \text{ м}$	$V_{\text{выс}}, \text{ м}^3/\text{ч}$	$\Delta V_{\text{выс}}, \text{ м}^3/\text{ч}$	$\Delta V_{\text{сж}}, \text{ м}^3/\text{ч}$	$V_{\text{р}}, \text{ м}^3/\text{ч}$	$R_{\text{сж}}, \text{ Па/м}$	$\Delta p_{\text{выс}}, \text{ Па}$	$ \Delta p_{\text{вн}} , \text{ Па}$	$\Delta p_{\text{сж}}/V_{\text{выс}}, \text{ Па/(м}^3/\text{ч)}$
I	1-5	II	154,7	200×18,2	0,1636	215,1	-2,54	-3,96	216,5	0,449	76,4	76,4	0,353
	5-4	-	150,4	180×16,4	0,1472	145,5	-2,54	0,00	143,0	0,358	59,2	59,2	0,414
	4-3	-	483,3	75×6,8	0,0614	17,9	-2,54	0,00	15,4	0,459	244,0	244,0	15,844
	1-2	II	177,1	200×18,2	0,1636	-123,7	-2,54	-3,96	-122,3	0,164	-31,9	31,9	0,261
	2-3	-	704,3	110×10,0	0,0900	-40,0	-2,54	0,00	-42,5	0,442	-342,4	342,4	8,056
Ошибка составляет $\delta = 1,4 \%$											5,3	753,9	24,928
II	1-2	I	177,1	200×18,2	0,1636	123,7	-3,96	-2,54	122,3	0,164	31,9	31,9	0,261
	2-6	-	149,1	140×12,7	0,1146	83,7	-3,96	0,00	79,7	0,423	69,4	69,4	0,871
	6-7	-	146,4	110×10,0	0,0900	51,4	-3,96	0,00	47,4	0,535	86,2	86,2	1,819
	7-9	III	405,3	90×8,2	0,0736	10,0	-3,96	-4,81	10,9	0,105	46,8	46,8	4,294
	9-10	-	127,5	90×8,2	0,0736	20,0	-3,96	0,00	16,0	0,207	29,0	29,0	1,813
	1-5	I	154,7	200×18,2	0,1636	-215,1	-3,96	-2,54	-216,5	0,449	-76,4	76,4	0,353
	5-10	-	242,6	125×11,4	0,1022	-69,6	-3,96	0,00	-73,6	0,634	-169,2	169,2	2,299
Ошибка составляет $\delta = 7,0 \%$											17,7	508,9	11,710
III	7-8	-	109,4	110×10,0	0,0900	41,4	-4,81	0,00	36,6	0,340	40,9	40,9	1,117
	8-9	-	688,9	110×10,0	0,0900	10,0	-4,81	0,00	5,2	0,009	6,8	6,8	1,308
	7-9	II	405,3	90×8,2	0,0736	-10,0	-4,81	-3,96	-10,9	0,105	-46,8	46,8	4,294
Ошибка составляет $\delta = 1,9 \%$											0,9	94,5	6,719

Как видно из таблицы, ошибки стали меньше.

Производят осреднение диаметров. По выражению (8.12) определяют средний диаметр для контура I при  $\alpha = 1,1$ :

$$d_{\text{вн}}^{\text{ср}I} = 1,1 \cdot (0,1636 \cdot (154,7 + 177,1) + 0,1472 \cdot 150,4 + 0,0614 \cdot 483,3 + 0,0900 \cdot 704,3) / (154,7 + 150,4 + 177,1 + 483,3 + 704,3) = 0,1116, \text{ м}.$$

Данного диаметра нет в сортаменте, поэтому кольцо формируем из труб с ближайшим диаметром  $125 \times 11,4$  ( $d_{\text{вн}}^M = 0,1022$  м) и  $140 \times 12,7$  ( $d_{\text{вн}}^6 = 0,1146$  м).

Расчет средних диаметров остальных контуров с указанием ближайших диаметров приведен в табл. 8.4

Таблица 8.4

Определение средних диаметров колец

Номер кольца	Участки						$d_{\text{ср}}$ , м	$d_{\text{н}}^6 \times \delta$ , ( $d_{\text{вн}}^6$ ), м	$d_{\text{н}}^M \times \delta$ , ( $d_{\text{вн}}^M$ ), м
	номер	номер соседнего кольца	$l$ , м	$d_{\text{н}} \times \delta$ , мм	$d_{\text{вн}}$ , м	$d_{\text{вн}} \cdot l$ , м <sup>2</sup>			
I	1-5	II	154,7	200×18,2	0,1636	25,30892	0,1116	140×12,7 (0,1146 м)	125×11,4 (0,1022 м)
	5-4	–	150,4	180×16,4	0,1472	22,13888			
I	4-3	–	483,3	75×6,8	0,0614	29,67462	0,1116	140×12,7 (0,1146 м)	125×11,4 (0,1022 м)
	1-2	II	177,1	200×18,2	0,1636	28,97356			
	2-3	–	704,3	110×10,0	0,0900	63,38700			
		Σ	1669,8			169,48298			
II	1-2	I	177,1	200×18,2	0,1636	28,97356	0,1165	160×14,6 (0,1308 м)	140×12,7 (0,1146 м)
	2-6	–	149,1	140×12,7	0,1146	17,08686			
	6-7	–	146,4	110×10,0	0,0900	13,17600			
	7-9	III	405,3	90×8,2	0,0736	29,83008			
	9-10	–	127,5	90×8,2	0,0736	9,38400			
	1-5	I	154,7	200×18,2	0,1636	25,30892			
	5-10	–	242,6	125×11,4	0,1022	24,79372			
		Σ	1402,7			148,55314			
III	7-8	–	110×10,0	0,0900	9,84600	110×10,0	0,0929	125×11,4 (0,1022 м)	110×10,0 (0,0900 м)
	8-9	–	110×10,0	0,0900	62,00100	110×10,0			
	7-9	II	90×8,2	0,0736	29,83008	90×8,2			
		Σ	1203,6			101,67708			

Ориентируясь на данные диаметры, производят новый газодинамический расчет сети (табл. 8.5). После первого этапа на некоторых кольцах ошибка составила более 10 %. Поэтому производят расчет поправочных расходов (для упрощения опущен). Ошибка во всех кольцах после введения поправочных расходов составила менее 10 % (табл. 8.6).

Таблица 8.5

Предварительный газодинамический расчет кольцевых сетей  
с осредненными диаметрами

Номер кольца	Номер участка	Номер соседнего кольца	$l$ , м	$d_n \times \delta$ , мм	$d_{вн}$ , м	$V_{уч}$ , м <sup>3</sup> /ч	$R_{уч}$ , Па/м	$\Delta p_{уч}$ , Па	$ \Delta p_{уч} $ , Па	$\Delta p_{уч}/V_{уч}$ , Па/(м <sup>3</sup> /ч)
I	1-5	II	154,7	160×14,6	0,1308	216,5	1,309	222,8	222,8	1,029
	5-4	-	150,4	140×12,7	0,1146	143,0	1,186	196,2	196,2	1,372
	4-3	-	483,3	125×11,4	0,1022	15,4	0,041	21,8	21,8	1,416
	1-2	II	177,1	140×12,7	0,1146	-122,3	0,900	-175,3	175,3	1,433
	2-3	-	704,3	125×11,4	0,1022	-42,5	0,241	-186,7	186,7	4,393
Ошибка составляет $\delta = 19,6\%$								78,8	802,8	9,643
II	1-2	I	177,1	140×12,7	0,1146	122,3	0,900	175,3	175,3	1,433
	2-6	-	149,1	125×11,4	0,1022	79,7	0,730	119,7	119,7	1,502
	6-7	-	146,4	125×11,4	0,1022	47,4	0,292	47,0	47,0	0,992
	7-9	III	405,3	125×11,4	0,1022	10,9	0,018	8,0	8,0	0,734
II	9-10	-	127,5	125×11,4	0,1022	16,0	0,043	6,0	6,0	0,375
	1-5	I	154,7	160×14,6	0,1308	-216,5	1,309	-222,8	222,8	1,029
	5-10	-	242,6	125×11,4	0,1022	-73,6	0,634	-169,2	169,2	2,299
Ошибка составляет $\delta = 9,6\%$								-36,0	748,0	8,364
III	7-8	-	109,4	125×11,4	0,1022	36,6	0,185	22,3	22,3	0,609
	8-9	-	688,9	110×10,0	0,0900	5,2	0,009	6,8	6,8	1,308
	7-9	II	405,3	125×11,4	0,1022	-10,9	0,018	-8,0	8,0	0,734
Ошибка составляет $\delta = 113,7\%$								21,1	37,12,651	

Таблица 8.6

Уточненный газодинамический расчет кольцевых сетей

Номер кольца	Номер участка	Номер соседнего кольца	$l$ , м	$d_n \times \delta$ , мм	$d_{вн}$ , м	$V_{уч}$ , м <sup>3</sup> /ч	$\Delta V_{уч}$ , м <sup>3</sup> /ч	$\Delta V_{уч}^к$ , м <sup>3</sup> /ч	$V_{р}$ , м <sup>3</sup> /ч	$R_{уч}$ , Па/м	$\Delta p_{уч}$ , Па	$ \Delta p_{уч} $ , Па	$\Delta p_{уч}/V_{уч}$ , Па/(м <sup>3</sup> /ч)
I	1-5	II	154,7	160×14,6	0,1308	216,5	-4,04	0,87	211,6	1,256	213,7	213,7	1,010
	5-4	-	150,4	140×12,7	0,1146	143,0	-4,04	0,00	139,0	1,125	186,1	186,1	1,339
	4-3	-	483,3	125×11,4	0,1022	15,4	-4,04	0,00	11,4	0,020	10,6	10,6	0,930
	1-2	II	177,1	140×12,7	0,1146	-122,3	-4,04	0,87	-127,2	0,962	-187,4	187,4	1,473
	2-3	-	704,3	125×11,4	0,1022	-42,5	-4,04	0,00	-46,5	0,282	-218,5	218,5	4,699
Ошибка составляет $\delta = 1,1\%$											4,5	816,3	9,451
II	1-2	I	177,1	140×12,7	0,1146	122,3	0,87	-4,04	127,2	0,962	187,4	187,4	1,473
	2-6	-	149,1	125×11,4	0,1022	79,7	0,87	0,00	80,6	0,744	122,0	122,0	1,514
	6-7	-	146,4	125×11,4	0,1022	47,4	0,87	0,00	48,3	0,302	48,6	48,6	1,006

Номер кольца	Номер участка	Номер соседнего кольца	$l, \text{ м}$	$d_{\text{н}} \times \delta, \text{ мм}$	$d_{\text{вн}}, \text{ м}$	$V_{\text{уч}}, \text{ м}^3/\text{ч}$	$\Delta V_{\text{уч}}, \text{ м}^3/\text{ч}$	$\Delta P_{\text{ск}}, \text{ м}^2/\text{ч}$	$V_{\text{р}}, \text{ м}^3/\text{ч}$	$R_{\text{уч}}, \text{ Па/м}$	$\Delta p_{\text{уч}}, \text{ Па}$	$ \Delta p_{\text{уч}} , \text{ Па}$	$\Delta p_{\text{уч}}/V_{\text{уч}}, \text{ Па}/(\text{м}^3/\text{ч})$
	7-9	III	405,3	125×11,4	0,1022	10,9	0,87	-4,31	16,1	0,044	19,6	19,6	1,217
	9-10	-	127,5	125×11,4	0,1022	16,0	0,87	0,00	16,9	0,048	6,7	6,7	0,396
	1-5	I	154,7	160×14,6	0,1308	-216,5	0,87	-4,04	-211,6	1,256	-213,7	213,7	1,010
	5-10	-	242,6	125×11,4	0,1022	-73,6	0,87	0,00	-72,7	0,621	-165,7	165,7	2,279
Ошибка составляет $\delta = 0,4 \%$											4,9	763,7	8,895
III	7-8	-	109,4	125×11,4	0,1022	36,6	-4,31	0,00	32,3	0,149	17,9	17,9	0,554
	8-9	-	688,9	110×10,0	0,0900	5,2	-4,31	0,00	0,9	0,002	1,5	1,5	1,667
	7-9	II	405,3	125×11,4	0,1022	-10,9	-4,81	0,87	-16,6	0,046	-20,5	20,5	1,235
Ошибка составляет $\delta = 3,2 \%$											-1,1	39,9	3,456

Расход на участке 8-9 получился отрицательным, что говорит о противоположном направлении движения газа по сравнению с предварительно заданным.

Определяют полноту использования располагаемого давления. Для этого определяют перепады давлений по направлениям *A* (участки 1-2-6-7-8-9), *B* (участки 1-2-3), *C* (участки 1-5-4-3), *D* (участки 1-5-10-9) и *E* (участки 1-2-6-7-9).

$\Delta p_A = |\Delta p_{1-2}| + |\Delta p_{2-6}| + |\Delta p_{6-7}| + |\Delta p_{7-8}| + |\Delta p_{8-9}| = 187,4 + 122,0 + 48,6 + 17,9 + 1,5 = 377,4 \text{ Па}$  (невязка с заданным давлением 400 Па составляет 5,7 %);

$\Delta p_B = |\Delta p_{1-2}| + |\Delta p_{2-3}| = 187,4 + 218,5 = 405,9 \text{ Па}$  (невязка - 1,5 %);

$\Delta p_C = |\Delta p_{1-5}| + |\Delta p_{5-4}| + |\Delta p_{4-3}| = 213,7 + 186,1 + 10,6 = 410,4 \text{ Па}$  (невязка - 2,6 %);

$\Delta p_D = |\Delta p_{1-5}| + |\Delta p_{5-10}| + |\Delta p_{10-9}| = 213,7 + 165,7 + 6,7 = 386,1 \text{ Па}$  (невязка - 3,5 %);

$\Delta p_E = |\Delta p_{1-2}| + |\Delta p_{2-6}| + |\Delta p_{6-7}| + |\Delta p_{7-9}| = 187,4 + 122,0 + 48,6 + 20,5 = 378,5 \text{ Па}$  (невязка - 5,4 %).

Так как везде невязка получилась меньше допустимой (10 %), то расчет выполнен верно и в корректировке не нуждается. Поэтому производим увязку ответвлений. Для начала необходимо определить потери давления на участке ГРП4-1 длиной 119,1 м. Для этого задается, что они не превышают 100 Па. По (8.3) находят среднее значение удельных потерь давления



$$R_{\text{ср}}^{\text{ГРП4-1}} = \frac{100}{1,1 \cdot 119,1} \cdot \frac{0,73}{0,77} = 0,72, \text{ Па/м.}$$

По номограмме подбирается ближайший диаметр 225×20,5 ( $d_{\text{вн}} = 0,184 \text{ м}$ ). Расчетные удельные потери давления по (8.4) составляют  $R_{\text{уч}} = 0,565 \text{ Па/м}$ . Тогда потери давления на участке равны  $\Delta p_{\text{ГРП4-1}} = 1,1 \cdot 0,565 \cdot 119,1 = 74,0 \text{ Па}$ . Давление в точке I:

$$p_1 = 1200 - \Delta p_{\text{ГРП4-1}} = 1200 - 74,0 = 1126,0, \text{ Па.}$$

Давления в точках врезок квартальных сетей составят

$$p_{\text{кв16}} = p_1 - |\Delta p_{1-2}| - |\Delta p_{2-3}| = 1126,0 - 187,4 - 218,5 = 720,1, \text{ Па;}$$

$$p_{\text{кв17}} = p_1 - |\Delta p_{1-2}| - |\Delta p_{2-6}| = 1126,0 - 187,4 - 122,0 = 816,6, \text{ Па;}$$

$$p_{\text{кв18}} = p_1 - |\Delta p_{1-2}| - |\Delta p_{2-6}| - |\Delta p_{6-7}| - |\Delta p_{7-8}| = 1126,0 - 187,4 - 122,0 - 48,6 - 17,9 = 750,1, \text{ Па;}$$

$$p_{\text{кв20}} = p_1 - |\Delta p_{1-5}| - |\Delta p_{5-4}| = 1126,0 - 213,7 - 186,1 = 726,2, \text{ Па;}$$

$$p_{\text{кв21}} = p_1 - |\Delta p_{1-5}| - |\Delta p_{5-10}| = 1126,0 - 213,7 - 165,7 = 746,6, \text{ Па.}$$

На рис. 8.3 приведен генеральный план микрорайона города с нанесенными на него кольцевыми газопроводами низкого давления.

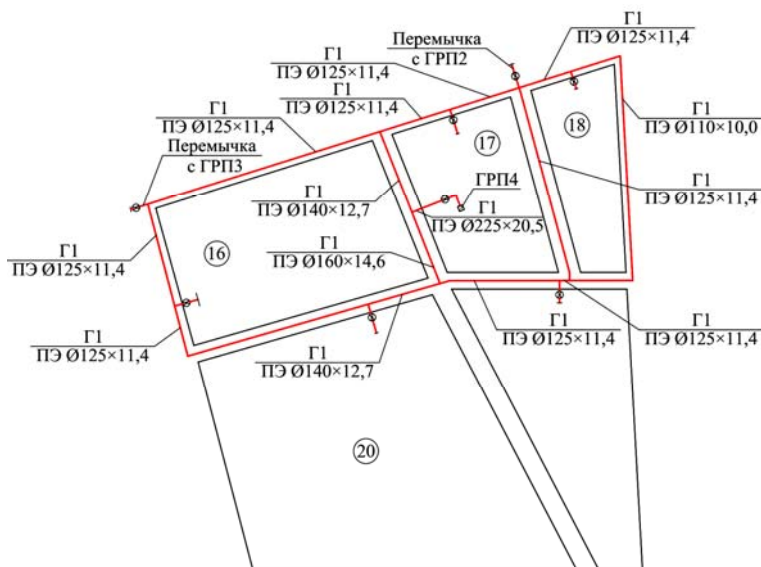


Рис. 8.3. Генеральный план микрорайона города с нанесением кольцевых газопроводов низкого давления

## 8.2. Расчет тупиковых сетей низкого давления

1. Рассчитывается удельный расход газа  $V_{уд}$ ,  $\text{м}^3/(\text{ч}\cdot\text{м})$ , на участках с путевым отбором газа:

$$V_{уд} = \frac{V_{ж.д.}}{\sum l_{п}}, \quad (8.14)$$

где  $V_{ж.д.}$  – расход газа жилыми домами,  $\text{м}^3/\text{ч}$ ;

$\sum l_{п}$  – суммарная расчетная длина участков с путевым отбором газа, м.

Для участков с односторонним отбором газа  $l_{п}$  принимается равным половине их фактической длины, при двухстороннем отборе – равным их фактической длине.

2. Для каждого из участков расчетного направления определяется расход газа по формуле

$$V_{р} = V_{тр} + \alpha V_{п}, \quad (8.15)$$

где  $V_{тр}$  – транзитный (т. е. идущий на последующие участки) расход газа на участке,  $\text{м}^3/\text{ч}$ ;

$\alpha$  – коэффициент соотношения путевого и транзитного расхода, рекомендуется принимать 0,5 [8] или 0,55 [4];

$V_{п}$  – путевой расход на участке,  $\text{м}^3/\text{ч}$ ,

$$V_{п} = V_{уд} l_{п}. \quad (8.16)$$

3. Выбирается основное направление – наиболее протяженное и нагруженное.

4. Для основного направления определяется величина средних удельных потерь давления на трение  $R_{ср}$ , Па/м, по формуле (8.3).

5. По номограммам (прил. Е), исходя из  $R_{ср}$  и расчетного расхода  $V_{р}$ , определяются диаметры участков.

6. По подобранному диаметру и  $V_{р}$  рассчитывают фактические удельные потери давления на трение  $R_{вч}$ , Па/м, по формуле (8.4) или (8.5).

7. Определяются потери давления на участках сети по выражению (8.6).

8. Определяются потери давления в сети как сумма потери давления по основному направлению:

$$\Delta p_c = \sum \Delta p_{уч}. \quad (8.17)$$

9. Рассчитывается невязка:

$$\sigma = \frac{|\Delta p_{расп} - \Delta p_c|}{\Delta p_{расп}} \cdot 100 \%. \quad (8.18)$$

10. Если невязка получилась менее 5 %, то расчет основного направления заканчивают; в противном случае изменяют диаметры и добиваются требуемой невязки.

11. Рассчитывают располагаемое давление для ответвлений, которое определяется как разность между потерями давления в сети и потерь давления на участках, общих для основного и увязываемого направлений.

12. Для каждого ответвления определяется  $R_{ср}$  по (8.3), подбираются диаметры, рассчитываются потери давления и находится невязка по (8.18), которая должна быть менее 5 %.

При расчете ответвлений возможен случай, когда участок имеет один диаметр и не увязывается. В этом случае он разбивается на два, начало которого имеет меньший диаметр, а конец – больший из двух, определенных по номограмме. Изменяя соотношение длин каждого из участков, добиваются нужной величины невязки.

**Пример 8.2.** Произвести газодинамический расчет газопроводов квартала 21, расположенного в зоне действия ГРП4 из предыдущих примеров (рис. 8.4). Газопроводы проектируются из полиэтиленовых труб с  $SDR$  11. Плотность газа составляет  $\rho_0 = 0,77$  кг/м<sup>3</sup>; кинематическая вязкость  $\nu_0 = 13,05 \cdot 10^{-6}$  м<sup>2</sup>/с.

Расчетный расход газа на квартал составляет  $V_{кв21} = 89,6$  м<sup>3</sup>/ч, из них на жилые дома  $V_{ж.д} = 73,9$  м<sup>3</sup>/ч, на продуктовый магазин с пекарней  $V_{ком} = 15,7$  м<sup>3</sup>/ч.

Располагаемое давление на квартал составляет  $\Delta p_{расп} = p_{кв21} = 746,6$  Па.

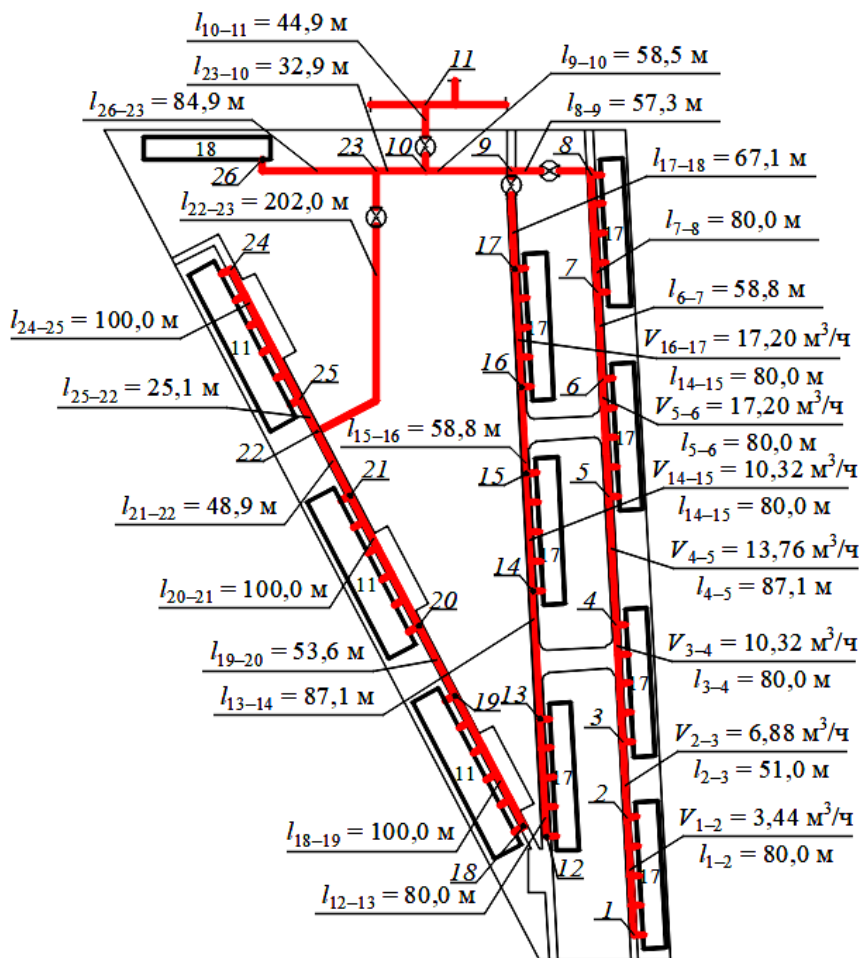


Рис. 8.4. Расчетная схема квартала 21

Определяют суммарную длину участков с путевым отбором газа. Так как они все с односторонним отбором газа, то их расчетную длину принимают в два раза меньше фактической:

$$\sum l_{\text{п}} = 0,5 \cdot (l_{1-2} + l_{3-4} + l_{5-6} + l_{7-8} + l_{12-13} + l_{14-15} + l_{16-17} + l_{18-19} + l_{20-21} + l_{24-25}) = 0,5 \cdot (80 + 80 + 80 + 80 + 80 + 80 + 80 + 80 + 100 + 100 + 100) = 430 \text{ м.}$$

Удельный расход газа составляет

$$V_{уд} = 73,9 / 430 = 0,172 \text{ м}^3 / (\text{ч} \cdot \text{м}).$$

Расчет расходов на участках приведен в табл. 8.7.

Таблица 8.7

Определение расходов газа на участках

Участок	$l, \text{ м}$	$l_{п}, \text{ м}$	$V_{уд}, \text{ м}^3 / (\text{ч} \cdot \text{м})$	$V_{п}, \text{ м}^3 / \text{ч}$	$V_{тп}, \text{ м}^3 / \text{ч}$	$V_{р}, \text{ м}^3 / \text{ч}$
Ответвление 1–9						
1–2	80,0	40,0	0,172	6,88	0,00	3,44
2–3	51,0	–	–	–	6,88	6,88
3–4	80,0	40,0	0,172	6,88	6,88	10,32
4–5	87,1	–	–	–	13,76	13,76
5–6	80,0	40,0	0,172	6,88	13,76	17,20
6–7	58,8	–	–	–	20,64	20,64
7–8	80,0	40,0	0,172	6,88	20,64	24,08
8–9	57,3	–	–	–	27,52	27,52
Ответвление 12–9						
12–13	80,0	40,0	0,172	6,88	0,00	3,44
13–14	87,1	–	–	–	6,88	6,88
14–15	80,0	40,0	0,172	6,88	6,88	10,32
15–16	58,8	–	–	–	13,76	13,76
16–17	80,0	40,0	0,172	6,88	13,76	17,20
17–9	67,1	–	–	–	20,64	20,64
Расход газа на участке 9–10						48,16
Ответвление 18–22						
18–19	100,0	50,0	0,172	8,60	0	4,30
19–20	53,6	–	–	–	8,60	8,60
20–21	100,0	50,0	0,172	8,60	8,60	12,90
21–22	48,9	–	–	–	17,20	17,20
Ответвление 24–22						
24–25	100,0	50,0	0,172	8,60	0	4,30
25–22	25,1	–	–	–	8,60	8,60
Расход газа на участке 22–23						25,80
Расход газа на участке 26–23						15,70
Расход газа на участке 23–10						41,50
Расход газа на участке 10–11						89,66

Как видно, из-за округления удельного путевого расхода возникла ошибка в  $0,06 \text{ м}^3/\text{ч}$ , которая составляет  $0,07 \%$ . Поэтому проводить расчеты с большей точностью не требуется.

Диаметры участков подбирают по номограмме (прил. Е) исходя из средних удельных потерь давления на трение, определенных по (8.3). Суммарная длина расчетного направления составляет  $\Sigma l_{l-1l} = 80,0 + 51,0 + 80,0 + 87,1 + 80,0 + 58,8 + 80,0 + 57,3 + 58,5 + 44,9 = 677,6 \text{ м}$ .

$$R_{\text{ср}} = \frac{746,6}{1,1 \cdot 677,6} \cdot \frac{0,73}{0,77} = 0,95 \text{ Па/м.}$$

Рассчитав потери давления на основном направлении, определяют невязку, которая получилась менее  $5 \%$ . На этом расчет основного направления заканчивают. Для увязки ответвлений определяют предполагаемое давление; для ответвлений данной сети получают:

$$\Delta p_{\text{расп}}^{12-9} = \Delta p_{\text{с}} - \Delta p_{\text{уч}}^{9-10} - \Delta p_{\text{уч}}^{10-11} = \Delta p_{\text{уч}}^{1-9}; \quad \Delta p_{\text{расп}}^{12-9} = 645,3 \text{ Па};$$

$$\Delta p_{\text{расп}}^{26-10} = \Delta p_{\text{с}} - \Delta p_{\text{уч}}^{10-11} = \Delta p_{\text{уч}}^{1-10}; \quad \Delta p_{\text{расп}}^{26-10} = 736,8 \text{ Па};$$

$$\Delta p_{\text{расп}}^{18-23} = \Delta p_{\text{с}} - \Delta p_{\text{уч}}^{23-10} - \Delta p_{\text{уч}}^{10-11} = \Delta p_{\text{уч}}^{26-23}; \quad \Delta p_{\text{расп}}^{18-23} = 308,8 \text{ Па};$$

$$\Delta p_{\text{расп}}^{24-22} = \Delta p_{\text{с}} - \Delta p_{\text{уч}}^{10-11} - \Delta p_{\text{уч}}^{23-10} - \Delta p_{\text{уч}}^{22-23} = \Delta p_{\text{уч}}^{18-22};$$

$$\Delta p_{\text{расп}}^{24-22} = 190,7 \text{ Па.}$$

Затем для каждого из них определяют  $R_{\text{ср}}$  по выражению (8.3) и предварительно задаются диаметром. Если невязка с заданным диаметром менее  $5 \%$ , то расчет данного ответвления заканчиваем. Следует обратить внимание, что величина  $R_{\text{уч}}$  рассчитана, а не определена по номограмме.

Так как для участков  $26-10$  первоначальная невязка составила более  $5 \%$ , то участок  $23-10$  дополнительно разбивается на два участка ( $23-10'$  и  $10'-10$ ), один из которых имеет подобранный диаметр, а второй – на калибр меньше. Уменьшения невязки добиваются выбором оптимального соотношения длин газопроводов с различными диаметрами.

Результаты расчетов приведены в табл. 8.8. Генеральный план квартала города с нанесенными газопроводами низкого давления изображен на рис. 8.5.

Таблица 8.8

Газодинамический расчет квартальной сети низкого давления

Участок	$l, \text{ м}$	$V_{D_2}, \text{ м}^3/\text{ч}$	$d_{\text{н}} \times \delta, \text{ мм}$	$d_{\text{вн}}, \text{ м}$	$R_{\text{вч}}, \text{ Па/м}$	$\Delta p_{\text{вч}}, \text{ Па}$	$\Sigma \Delta p_{\text{вч}}, \text{ Па}$
Основное направление							
1–2	80,0	3,44	40×3,7	0,0326	0,549	48,3	48,3
2–3	51,0	6,88	50×4,6	0,0408	0,780	43,8	92,1
3–4	80,0	10,32	50×4,6	0,0408	1,592	140,1	232,2
4–5	87,1	13,76	63×5,8	0,0514	0,879	84,2	316,4
5–6	80,0	17,2	63×5,8	0,0514	1,303	114,7	431,0
6–7	58,8	20,64	75×6,8	0,0614	0,769	49,7	480,8
7–8	80,0	24,08	75×6,8	0,0614	1,008	88,7	569,5
8–9	57,3	27,52	90×8,2	0,0736	0,537	33,8	603,3
9–10	58,5	48,16	90×8,2	0,0736	1,438	92,5	695,9
10–11	44,9	89,66	125×11,4	0,1022	0,899	44,4	740,3
Невязка составляет $\sigma =  746,6 - 740,3  \cdot 100\% / 746,6 = 0,8\% < 5\%$							
Расчет ответвлений							
Ответвление 12–9: $\Delta p_{\text{расп}} = 603,3 \text{ Па}; R_{\text{ср}} = 1,33 \text{ Па/м}$							
12–13	80,0	3,44	32×3,0	0,0260	1,837	161,7	161,7
13–14	87,1	6,88	40×3,7	0,0326	2,278	218,3	379,9
14–15	80,0	10,32	50×4,6	0,0408	1,592	140,1	520,0
15–16	58,8	13,76	63×5,8	0,0514	0,879	56,9	576,9
16–17	80,0	17,2	90×8,2	0,0736	0,235	20,7	597,5
17–9	67,1	20,64	90×8,2	0,0736	0,324	23,9	621,5
Невязка составляет $\sigma =  603,3 - 621,5  \cdot 100\% / 603,3 = 3,0\% < 5\%$							
Ответвление 26–10: $\Delta p_{\text{расп}} = 695,9 \text{ Па}; R_{\text{ср}} = 5,91 \text{ Па/м}$							
26–23	84,9	15,7	50×4,6	0,0408	3,339	311,8	311,8
23–10'	10,0	41,5	50×4,6	0,0408	18,854	207,4	519,2
10'–10	22,9	41,5	63×5,8	0,0514	6,173	155,5	674,7
Невязка составляет $\sigma =  695,9 - 674,7  \cdot 100\% / 695,9 = 3,0\% < 5\%$							
Ответвление 18–23: $\Delta p_{\text{расп}} = 311,8 \text{ Па}; R_{\text{ср}} = 0,62 \text{ Па/м}$							
18–19	100,0	4,3	40×3,7	0,0326	0,924	101,6	101,6
19–20	53,6	8,6	63×5,8	0,0514	0,384	22,6	124,3
20–21	100,0	12,9	75×6,8	0,0614	0,336	37,0	161,2
21–22	48,9	17,2	75×6,8	0,0614	0,557	30,0	191,2

Участок	$l, \text{ м}$	$V_p, \text{ м}^3/\text{ч}$	$d_H \times \delta, \text{ мм}$	$d_{BH}, \text{ м}$	$R_{vч}, \text{ Па/м}$	$\Delta p_{vч}, \text{ Па}$	$\Sigma \Delta p_{vч}, \text{ Па}$
22–23	202,0	25,8	90×8,2	0,0736	0,479	106,4	297,6
Невязка составляет $\sigma =  3111,8 - 297,6  \cdot 100\% / 3111,8 = 4,6\% < 5\%$							
Ответвление 24–22: $\Delta p_{расп} = 191,2 \text{ Па}; R_{cp} = 1,53 \text{ Па/м}$							
24–25	100,0	4,3	40×3,7	0,0326	0,924	101,6	101,6
25–22	25,1	8,6	40×3,7	0,0326	3,376	93,2	194,9
Невязка составляет $\sigma =  191,2 - 194,9  \cdot 100\% / 191,2 = 1,9\% < 5\%$							

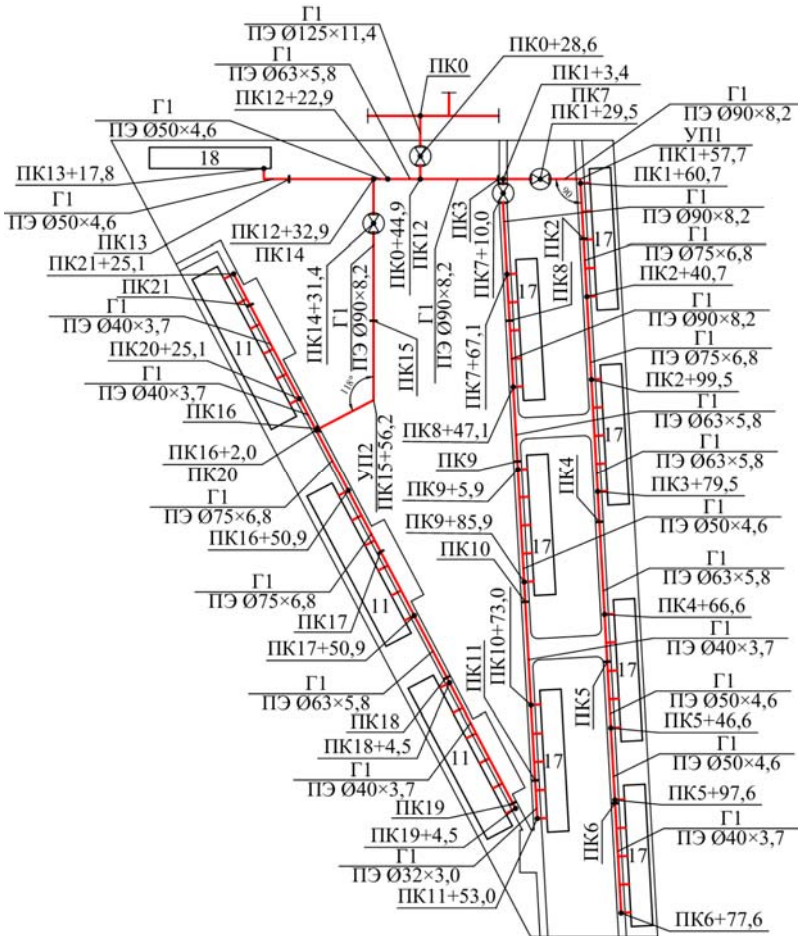


Рис. 8.5. Генеральный план квартала 21 с газопроводами низкого давления



## 9. УСТРОЙСТВО ВНУТРИДОМОВОГО ГАЗОСНАБЖЕНИЯ

При проектировании систем газоснабжения жилых домов следует руководствоваться требованиями п. 9 [1]. Система газоснабжения жилого здания включает в себя газопровод-ввод и внутренние газопроводы.

Газопровод-ввод проходят от места присоединения к распределительному газопроводу до отключающего устройства или футляра при вводе в здание. К отключающему устройству должен быть доступ для обслуживания и быстрого отключения газопровода.

Внутренние газопроводы состоят из вводов, стояков и подводящих газопроводов.

*Ввод* устраивается через нежилые помещения, доступные для осмотра, обычно на лестничных клетках, кухнях, коридорах. Не допускается прокладывать газопроводы-вводы через насосные и машинные отделения, вентиляционные и лифтовые шахты, складские помещения и помещения мусоросборников. При пересечении вводным газопроводом стен и перегородок его заключают в футляр, заделанный заподлицо с поверхностями стены. Пространство между газопроводом и футляром на всю его длину необходимо заделывают эластичным материалом (промасленной паклей, резиновыми втулками и пр.). Пространство между стеной и футляром тщательно заделывается цементным или бетонным раствором на всю толщину пересекаемой конструкции. Внутри футляра не должно быть стыковых и разъемных соединений. Диаметр футляра принимается из условия, что кольцевой зазор между газопроводом и футляром не менее 5 мм для газопроводов с номинальным диаметром до  $DN\ 32$  и не менее 10 мм – для газопроводов большего диаметра.

*Стояк* представляет собой вертикальный газопровод, проходящий через все этажи здания, от которого отходят внутриквартирные разводки. Стояки устраиваются на кухнях, лестничных клетках и коридорах. Запрещается их прокладка в жилых помещениях, ванных комнатах и санитарных узлах. Через перекрытия стояки прокладываются в футлярах, которые выступают сверху перекрытия не менее чем на 30 мм, а снизу заделываются заподлицо.

Для внутренних газопроводов используют в основном стальные трубы, хотя можно использовать медные. Для присоединения газо-

вых приборов допускается использовать гибкие соединения. При их выборе следует учитывать стойкость их к транспортируемому газу при заданных давлении и температуре. Длина гибких соединений к газоиспользующему оборудованию не должна превышать 2,5 м. Устанавливаемые гибкие соединения должны быть разрешены к применению в Республике Беларусь.

Соединение трубопроводов между собой выполняются неразъемными (на сварке, твердой капиллярной пайке или механической опрессовкой). Разъемные (резьбовые и фланцевые) соединения допускается предусматривать только в местах установки запорной арматуры, газовых приборов, КИП, регуляторов давления, гибких газопроводов и другого оборудования. Установку разъемных соединений газопроводов следует предусматривать в местах, доступных для осмотра и ремонта.

Прокладка газопроводов обычно осуществляется открыто по стенам и несущим ограждениям, с креплением с помощью хомутов; возможна и скрытая прокладка без возможности свободного доступа и в вентилируемых шахтах. Высота в местах прохода людей должна быть не менее 2,2 м от пола до низа газопровода. Горизонтальная разводка газопроводов осуществляется на высоте 2,1–2,4 м от пола. Отметка низа отпуска подводящего газопровода для подключения приборов уточняется по паспорту прибора, обычно принимают для газовых плит 0,7–1,6 м, проточных водонагревателей – 0,9–1,2 м от пола.

Согласно п. 7.10.11 [1] в помещениях жилых домов с газоиспользующим оборудованием на газопроводах перед первым по ходу движения газа краном следует предусматривать установку термозапорных клапанов, автоматически перекрывающих подачу газа при достижении температуры от 75 °С до 100 °С.

Не допускается прокладка газопроводов [1]:

- в подвальных этажах зданий и сооружений (кроме одноквартирных и блокированных жилых домов);
- через вентиляционные камеры, шахты и каналы;
- в шахтах лифтов;
- в помещениях мусоросборников;
- в дымовых трубах;
- в санитарных узлах.

Места установки отключающих устройств на газопроводах жилых зданий:

- для отключения стояков, обслуживающих более пяти этажей;
- перед счетчиками, если для отключения счетчика нельзя использовать отключающее устройство на вводе (при установке счетчика внутри помещения на один газовый прибор отключающее устройство следует предусматривать только перед счетчиком);
- перед каждым газовым прибором или установкой.

Установка арматуры на газопроводах, прокладываемых в каналах, в бетонном полу или в бороздах стен, не допускается.

В жилых зданиях могут устанавливаться газовые плиты, духовые шкафы, проточные и емкостные водонагреватели и пр. Газовые плиты, поквартирные водонагреватели на газовом топливе и отопительное газовое оборудование допускается применять в жилых домах высотой до 30 м [3, пп. 8.12–8.13].

Для многоквартирных жилых домов следует применять газовые проточные водонагреватели с закрытой камерой сгорания. В жилых домах с индивидуальным квартирным теплоснабжением и горячим водоснабжением при размещении газового оборудования в каждой квартире следует предусматривать отопительное газовое оборудование с закрытыми (герметичными) камерами сгорания. Забор воздуха на горение для отопительного газового оборудования с закрытыми (герметичными) камерами сгорания должен производиться снаружи здания каналами или воздухопроводами. Для одноквартирных, а также многоквартирных жилых домов до двух этажей допускается предусматривать отопительное газовое оборудование с забором воздуха на горение из помещения.

Газовые плиты в жилых домах устанавливаются в кухнях высотой не менее 2,2 м (для предотвращения попадания продуктов неполного сгорания газа в зону дыхания человека) с естественным освещением, имеющих вытяжной вентиляционный канал и окно с открываемой створкой, оборудованной специальным механизмом притвора, с регулируемым воздушным клапаном, с открываемой форточкой, фрамугой или другим устройством, обеспечивающим организованный приток наружного воздуха, выходящее на улицу или застекленную веранду (лоджию), также имеющую окно с устройством для организованного притока наружного воздуха.

Минимальный внутренний объем кухонь должен быть не менее [1]:

8 м<sup>3</sup> – при установке газовой плиты с двумя горелками стола газовой плиты (варочной панели) и горелками духового шкафа;

12 м<sup>3</sup> – при установке газовой плиты с тремя горелками стола газовой плиты (варочной панели) и горелками духового шкафа;

15 м<sup>3</sup> – при установке для газовой плиты с четырьмя или пятью горелками стола газовой плиты (варочной панели) и горелками духового шкафа.

При установке в кухне газовой плиты и проточного водонагревателя с открытой камерой сгорания минимальный объем помещения принимается таким же, как и для газовой плиты. При установке газовой плиты и емкостного водонагревателя, газовой плиты и одной единицы отопительного газового оборудования минимальный объем кухни должен быть на 6 м<sup>3</sup> больше минимального объема, предусмотренного для одной плиты. При установке газовой плиты, проточного водонагревателя с открытой камерой сгорания и одной единицы отопительного газового оборудования объем помещения должен быть не менее 21 м<sup>3</sup>. При установке газовой плиты, проточного водонагревателя с открытой камерой сгорания и двух единиц отопительного газового оборудования объем помещения должен быть не менее 27 м<sup>3</sup>. Для притока воздуха в помещение кухни из смежных помещений в нижней части двери должно быть отверстие с площадью «живого» сечения не менее 0,02 м<sup>2</sup>.

Отопительное газовое оборудование с закрытой камерой сгорания не учитывается при нормировании объема помещения.

Требования к установке оборудования [1].

1) Газовые плиты:

– расстояние от плиты до изолированных негорючими материалами стен помещения должно быть не менее 7 см;

– расстояние между плитой и противоположной стеной должно быть не менее 1 м;

– стены сгораемых и трудносгораемых материалов в местах установки плит необходимо изолировать негорючими материалами: штукатуркой, кровельной сталью по листу асбеста толщиной не менее 3 мм или др. Изоляция должна выступать за габариты плиты на 10 см с каждой стороны и не менее 80 см сверху.

## 2) Газовые проточные водонагреватели:

– устанавливаются на стенах из негорючих материалов на расстоянии не менее 2 см от стены (в том числе от боковой стены);

– при отсутствии в помещении стен из негорючих материалов допускается предусматривать установку на оштукатуренных, а также на облицованных материалами групп горючести не ниже Г2 стенам на расстоянии не менее 3 см от стены; поверхность стен из материалов группы горючести ниже Г2 следует изолировать кровельной сталью по листу асбеста толщиной не менее 3 мм; изоляция должна выступать за габариты корпуса водонагревателя на 10 см.

– расстояние по горизонтали в свету между выступающими частями водонагревателя и плиты должно быть 10 см.

## 3) Газовые отопительные котлы, отопительные аппараты напольной установки и емкостные газовые водонагреватели:

– на расстоянии не менее 10 см от стены из негорючих материалов;

– при отсутствии в помещении стен из негорючих материалов допускается установка оборудования у стен, защищенных таким же образом, как при установке проточных водонагревателей, на расстоянии не менее 10 см от стены.

## 4) Бытовые приборы учета расхода газа (счетчики):

– внутри помещений устанавливают на высоте не менее 0,5 м от пола до низа счетчика и на расстоянии по горизонтали от его края до оси ближайшей горелки газовой плиты не менее 0,4 м;

– снаружи на стене жилого дома счетчик устанавливают на высоте не менее 1,4 м от земли до низа прибора и на расстоянии по горизонтали не менее 0,5 м от края кожуха до дверного или оконного проема.

## 10. ГАЗОДИНАМИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ ВНУТРИДОМОВЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

Как отмечалось ранее, потери в газопроводах-вводах и внутренних газопроводах должны быть не более 600 Па, включая потери в газовых приборах, которые составляют ориентировочно [4]: в плитах – 40–60 Па; в водонагревателях – 80–100 Па. Таким образом, располагаемое давление будет составлять:

- для домов с газовыми плитами – 540–560 Па;
- для домов с водонагревателями – 500–520 Па.

Порядок расчета внутридомовых газопроводов следующий.

1. Выбирается основное направление – от ввода до наиболее нагруженного прибора верхнего этажа самого удаленного стояка.

2. Сеть разбивается на участки.

3. Для каждого участка определяется расход газа на нем  $V_{\text{уч}}$ , м<sup>3</sup>/ч, по выражению

$$V_{\text{р}} = \sum_{i=1}^j k_{\text{о}} V_{\text{ном}} n_i, \quad (10.1)$$

где  $k_{\text{о}}$  – коэффициент одновременности, зависящий от типа установленного газового оборудования и числа потребителей (прил. Ж);

$V_{\text{ном}}$  – номинальный часовой расход газа прибором или группой приборов (при установке в квартирах приборов одного типа – это число квартир), м<sup>3</sup>/ч;

$n_i$  – количество однотипных приборов или групп приборов;

$j$  – количество типов приборов или групп приборов.

$V_{\text{ном}}$  принимается по паспортным данным или техническим характеристикам прибора, например, по тепловой мощности  $W_{\text{пр}}$ , кВт.

При известной тепловой мощности номинальный расход определяется по выражению

$$V_{\text{ном}} = \frac{3600 W_{\text{пр}}}{Q_{\text{н}}}. \quad (10.2)$$

4. Для каждой квартиры подбираем бытовой счетчик газа исходя из его суммарного расхода установленными приборами. Технические характеристики некоторых применяемых в Республике Беларусь счетчиков приведены в прил. И.

5. Определяют диаметры участков, причем для первого он будет равен диаметру присоединительного штуцера прибора. Для прокладки используются водогазопроводные трубы согласно ГОСТ 3262–75. Номинальный диаметр на участках должен быть не менее  $DN 15$ . Скорость на участке не должна превышать  $7 \text{ м/с}$  [1, Г8].

6. Для каждого участка, в зависимости от расхода газа и диаметра, определяют удельные потери давления на трение  $R_{\text{уч}}$ , Па/м, по выражению (8.4). При незначительном отклонении плотности от  $0,73 \text{ кг/м}^3$  ( $\pm 5 \%$ ) допускается использовать номограммы (прил. Е) с введением поправки на плотность по формуле (8.5).

7. Для каждого участка определяют сумму коэффициентов местных сопротивлений  $\Sigma \zeta_{\text{уч}}$ . Значения  $\zeta$  некоторых местных сопротивлений приводятся в прил. К.

8. Рассчитывают эквивалентную длину единичного местного сопротивления  $l'_{\text{ЭКВ}}$ , м:

$$l'_{\text{ЭКВ}} = \frac{d_{\text{ВН}}}{\lambda}. \quad (10.3)$$

При незначительном отклонении кинематического коэффициента вязкости от  $14,3 \cdot 10^{-6} \text{ м/с}$  ( $\pm 10 \%$ ) допускается определять  $l'_{\text{ЭКВ}}$  посредством номограмм (прил. Л).

9. Рассчитывают эквивалентную длину всех местных сопротивлений  $l_{\text{ЭКВ}}$ , м:

$$l_{\text{ЭКВ}} = l'_{\text{ЭКВ}} \Sigma \zeta. \quad (10.4)$$

10. Для каждого участка рассчитывают дополнительное давление  $\Delta p_{\text{доп}}$ , Па, возникающее из-за разности плотностей газа и воздуха, по выражению

$$\Delta p_{\text{доп}} = gh(\rho_{\text{в}} - \rho_0). \quad (10.5)$$

где  $g = 9,81 \text{ м/с}^2$  – ускорение свободного падения;  
 $h$  – разность отметок конца и начала газопровода, м;  
 $\rho_{\text{в}} = 1,2 \text{ кг/м}^3$  – плотность воздуха;  
 $\rho_0$  – плотность используемого газа,  $\text{кг/м}^3$ .

При подъеме газопровода в сторону движения газа высота  $h$  берется положительной, при опускании – отрицательной.

11. Определяют потери давления на участках:

$$\Delta p_{\text{уч}} = R(l + l_{\text{экв}}) - \Delta p_{\text{доп}}. \quad (10.6)$$

12. Определяют потери давления во всей сети и находят невязку по формуле (8.18). Если она составляет менее 10 %, то расчет по основному направлению оканчивают и переходят к увязке ответвлений, достигая на них той же допустимой невязки.

В случае, если располагаемое давление велико и увязку невозможно выполнить с помощью изменения диаметров трубопроводов (например, вся сеть выполнена из труб с  $DN 15$ ), то для нормальной работы горелочных устройств оборудования необходимо регулировать расход арматурой у самих приборов.

**Пример 10.1.** Рассчитать внутридомовую сеть газопроводов секции 5-этажного жилого дома (рис. 10.1). Используется газ  $\rho_{\text{г}} = 0,77 \text{ кг/м}^3$ ,  $v_0 = 13,05 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$ ,  $Q_{\text{н}} = 37428 \text{ кДж/м}^3$ . На кухнях установлены газовые плиты ПГ-3200-06 тепловой мощностью  $W_{\text{ПГ}} = 10,45 \text{ кВт}$  и проточные водонагреватели Bosch Therm 4000 WTD 12 AME 23 ( $W_{\text{WTD}} = 22,5 \text{ кВт}$ ). Высота этажа от пола до пола составляет 3,3 м. Для отвода продуктов сгорания и подачи воздуха к водонагревателю используется дымоходная система Schiedel QUADRO типа Q25.

Составить расчетную схему (рис. 10.2 и 10.3) внутридомовых газопроводов, на которой указать запорные устройства, счетчики, термозапорные клапаны, отметки газопроводов. После расчета также указать диаметр газопровода.

Номинальные диаметры присоединительных штуцеров газовой плиты и проточного водонагревателя составляют  $DN 15$  (1/2"). Поэтому опуски для присоединения оборудования выполнить с таким же номинальным диаметром.



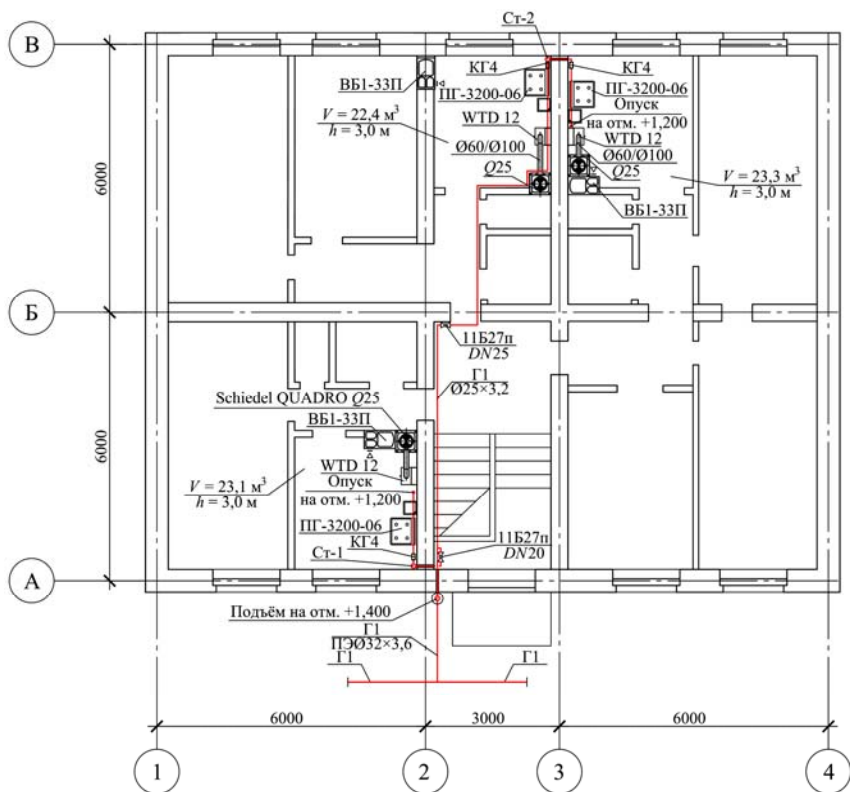


Рис. 10.1. План первого этажа секции жилого дома

Определить расходы газа оборудованием по выражению (10.2)

$$V_{\text{НОМ}}^{\text{ПГ}} = \frac{3600 \cdot 10,45}{37428} = 1,01 \text{ м}^3/\text{ч};$$

$$V_{\text{НОМ}}^{\text{WTD}} = \frac{3600 \cdot 22,5}{37428} = 2,16 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Исходя из суммарного расхода приборов квартиры ( $1,01 + 2,16 = 3,17 \text{ м}^3/\text{ч}$ ) принять к установке счетчики «Берестье» КГ4 с номинальным расходом  $4 \text{ м}^3/\text{ч}$ . Так как присоединительный диаметр

счетчика *DN 25*, то на опуске к нему и подъеме от него устанавливаются переходы. Потери давления в счетчике рассчитываются по выражению

$$\Delta p_{\text{сч}} = \frac{\Delta p_{\text{сч}}^{\text{max}} \cdot \rho_0}{1,29} \left( \frac{V_{\text{сч}}}{V_{\text{max}}} \right)^2, \quad (10.7)$$

где  $\Delta p_{\text{сч}}^{\text{max}}$  – потери давления в счетчике, Па, при максимальном расходе  $V_{\text{max}}$ , м<sup>3</sup>/ч;

1,29 кг/м<sup>3</sup> – плотность воздуха, на котором производились испытания счетчика;

$V_{\text{сч}}$  – расход газа, проходящий через счетчик м<sup>3</sup>/ч.

Для счетчиков КГ4  $V_{\text{max}} = 6,0$  м<sup>3</sup>/ч и  $\Delta p_{\text{сч}}^{\text{max}} = 200$  Па.

$$\Delta p_{\text{сч}} = \frac{200 \cdot 0,77}{1,29} \left( \frac{1,01 + 2,16}{6,0} \right)^2 = 33,3 \text{ Па.}$$

В качестве запорной арматуры применены:

- для отключения потребителей – краны шаровые латунные муфтовые 11Б27п *DN 15* (на всех стояках);

- для отключения отдельных потребителей в случае пожара – термозапорные клапаны КТ-15 (на стояке Ст-1) и КТ-20 (на Ст-2);

- для отключения стояков и отдельных квартир – краны шаровые 11Б27п: на Ст-1 – *DN 15* и *DN 20*; на Ст-2 – *DN 20* и *DN 25*;

- на вводе – кран шаровой фланцевый КШ-32.

Разводка выполняется на высоте 2,1 м от пола; подключение к стоякам находится на высоте 2,2 м от пола для стояка Ст-1 и для левой части Ст-2 (на первом этаже – на высоте 2,4 м), для правой части Ст-2 – 2,3 м (на первом этаже – 2,5 м); опуски к приборам заканчиваются на высоте 1,5 м от пола для плит и 1,2 м для проточных водонагревателей; к счетчику – на 1,4 м от пола (см. рис. 10.2 и 10.3).

Разбить систему на участки, нумеруя конец и начало участка арабскими цифрами. За основное направление выбрать направление от водонагревателя на верхнем этаже через стояк Ст-2 к вводу и да-

лее к присоединению к квартальной сети. Длины участков принять по плану, высоты – по аксонометрии. На стояке Ст-2 для удобства участок между двумя врезками не учитывать (погрешность в этом случае будет невелика, так как его длина составляет всего 0,1 м).

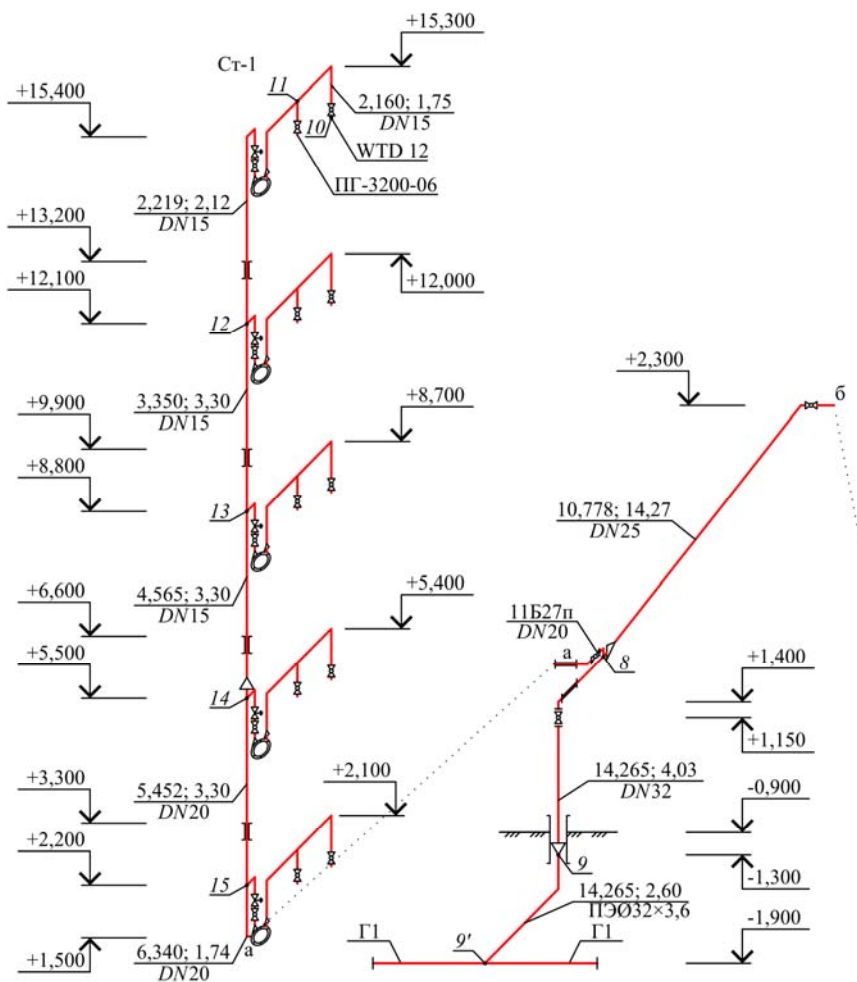


Рис. 10.2. Часть расчетной схемы со стояком Ст-1

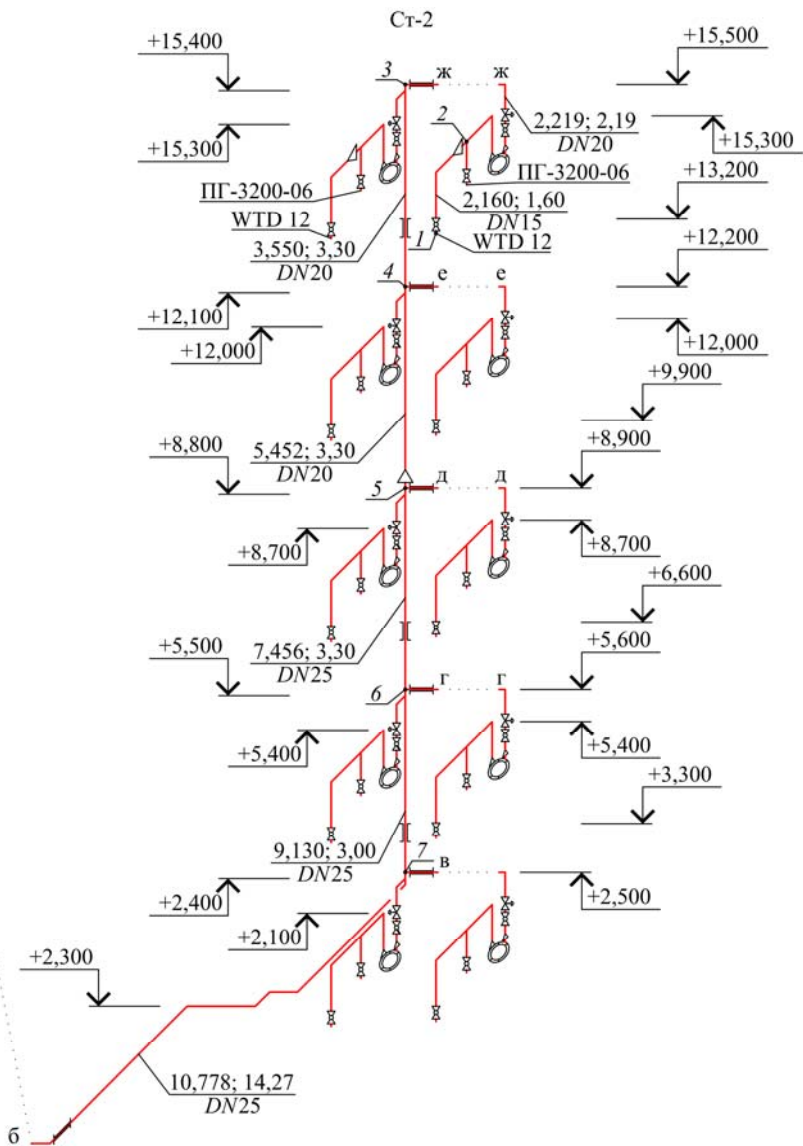


Рис. 10.3. Часть расчетной схемы со стояком Ст-2

Эквивалентные длины единичных местных сопротивлений определить по формуле (10.3) при  $\zeta_{\text{уч}} = 1$ . Рассмотрим подробнее расчет суммы коэффициентов местных сопротивлений на участках:

– участок 1–2 ( $DN\ 15$ ): на нем находятся кран 11Б27п ( $\zeta = 0,2$ ), отвод гнутый на  $90^\circ$  ( $\zeta = 0,8$ ), переход диаметра с  $DN\ 20$  ( $\zeta = 0,35$ ) и проходной тройник ( $\zeta = 1,0$ );  $\sum\zeta = 2,35$ ;

– участок 2–3 ( $DN\ 20$ ): два отвода гнутых на  $90^\circ$  ( $\zeta = 0,6$ ), расширение газопровода на выходе из счетчика ( $\zeta = 0,3$ ), сужение на входе в счетчик ( $\zeta = 0,35$ ), кран 11Б27п ( $\zeta = 0,2$ ), клапан термозапорный КТЗ-20 ( $\zeta = 2,0$ ), тройник ответвления ( $\zeta = 1,5$ );  $\sum\zeta = 5,55$ ; счетчик ( $\Delta p_{\text{сч}} = 33,3\ \text{Па}$ );

– участки 3–4 ( $DN\ 20$ ), 5–6 и 6–7 ( $DN\ 25$ ): два проходных тройника ( $\sum\zeta = 2,0$ );

– участок 4–5 ( $DN\ 20$ ): два проходных тройника ( $\zeta = 1,0$ ) и переход диаметра с  $DN\ 25$  на  $DN\ 20$  ( $\zeta = 0,35$ );  $\sum\zeta = 2,35$ ;

– участок 7–8 ( $DN\ 25$ ): проходной тройник ( $\zeta = 1,0$ ), семь отводов гнутых на  $90^\circ$  ( $\zeta = 0,5$ ), кран 11Б27п ( $\zeta = 0,2$ ) и переход диаметра с  $DN\ 32$  на  $DN\ 25$  ( $\zeta = 0,35$ );  $\sum\zeta = 5,05$ ;

– участок 8–9 ( $DN\ 32$ ): отвод гнутый на  $90^\circ$  ( $\zeta = 0,5$ ), кран КШ-32 ( $\zeta = 0,2$ );  $\sum\zeta = 0,7$ ;

– участок 9–9' (ПЭ  $\varnothing 32 \times 3,6$ ): переход «полиэтилен – сталь» ( $\zeta = 0,30$ ); отвод полиэтиленовый на  $90^\circ$  при  $R/d = 1,0$  ( $\zeta = 0,51$ ), тройник на ответвление ( $\zeta = 1,5$ );  $\sum\zeta = 2,31$ ;

– участок 10–11 ( $DN\ 15$ ): кран 11Б27п ( $\zeta = 0,2$ ), отвод гнутый на  $90^\circ$  ( $\zeta = 0,8$ ), проходной тройник ( $\zeta = 1,0$ );  $\sum\zeta = 2,0$ ;

– участок 11–12 ( $DN\ 15$ ): три отвода гнутых на  $90^\circ$  ( $\zeta = 0,8$ ), расширение газопровода на выходе из счетчика ( $\zeta = 0,3$ ), сужение на входе в счетчик ( $\zeta = 0,35$ ), кран 11Б27п ( $\zeta = 0,2$ ), клапан термозапорный КТЗ-15 ( $\zeta = 2,0$ ), тройник проходной ( $\zeta = 1,0$ );  $\sum\zeta = 6,25$ ; счетчик ( $\Delta p_{\text{сч}} = 33,3\ \text{Па}$ );

– участки 12–13 ( $DN\ 15$ ): проходной тройник ( $\zeta = 1,0$ );

– участок 13–14 ( $DN\ 15$ ): проходной тройник ( $\zeta = 1,0$ ) и переход диаметра ( $\zeta = 0,35$ );

– участок 14–15 ( $DN\ 20$ ): проходной тройник ( $\zeta = 1,0$ );

– участок 15–8 ( $DN\ 20$ ): три отвода гнутых на  $90^\circ$  ( $\zeta = 0,5$ ), кран 11Б27п ( $\zeta = 0,2$ ), тройник на ответвление ( $\zeta = 1,5$ );  $\sum\zeta = 3,5$ .

Высоты для определения дополнительного давления:

– на участках 1–2 и 10–11 газ идет вниз, поэтому высоту берем со знаком «минус» и определяем как разницу высот разводки в квартире и конца опуска к водонагревателю, т. е.  $-(2,1 - 1,2) = -0,9$  м;

– на участке 2–3 газ идет вверх от счетчика к разводке и вниз от врезки в стояк до счетчика; общая высота составит  $+(2,1 - 1,4) - (2,2 - 1,4) = -0,1$  м;

– на участках 3–4, 4–5, 5–6, 12–13, 13–14 и 14–15 газ идет вверх и высота равна высоте этажа, т. е. 3,3 м;

– на участке 6–7 газ идет вверх, высота составляет  $5,6 - 2,5$  м = 3,1 м;

– на участке 7–8 газ идет также вверх и разность отметок составляет  $2,5 - 1,4 = 1,1$  м;

– на участке 8–9 газ идет вверх и разность отметок составляет  $1,4 - (-1,3) = 2,7$  м;

– на участке 8–9' газ идет вверх и разность отметок составляет  $1,3 - (-1,9) = 0,6$  м;

– на участке 11–12 газ идет вверх от счетчика к разводке и от врезки четвертого этажа до врезки пятого этажа, а также вниз от врезки в стояк до счетчика; общая высота составит  $+(2,1 - 1,4) + 3,3 - (2,2 - 1,4) = 3,2$  м;

– на участке 15–8 газ идет вверх, высота составляет  $2,2 - 1,4$  м = 0,8 м.

Остальные расчеты приведены в табл. 10.1. Располагаемое давление для основного направления принято  $\Delta p_{\text{расч}} = 510$  Па.

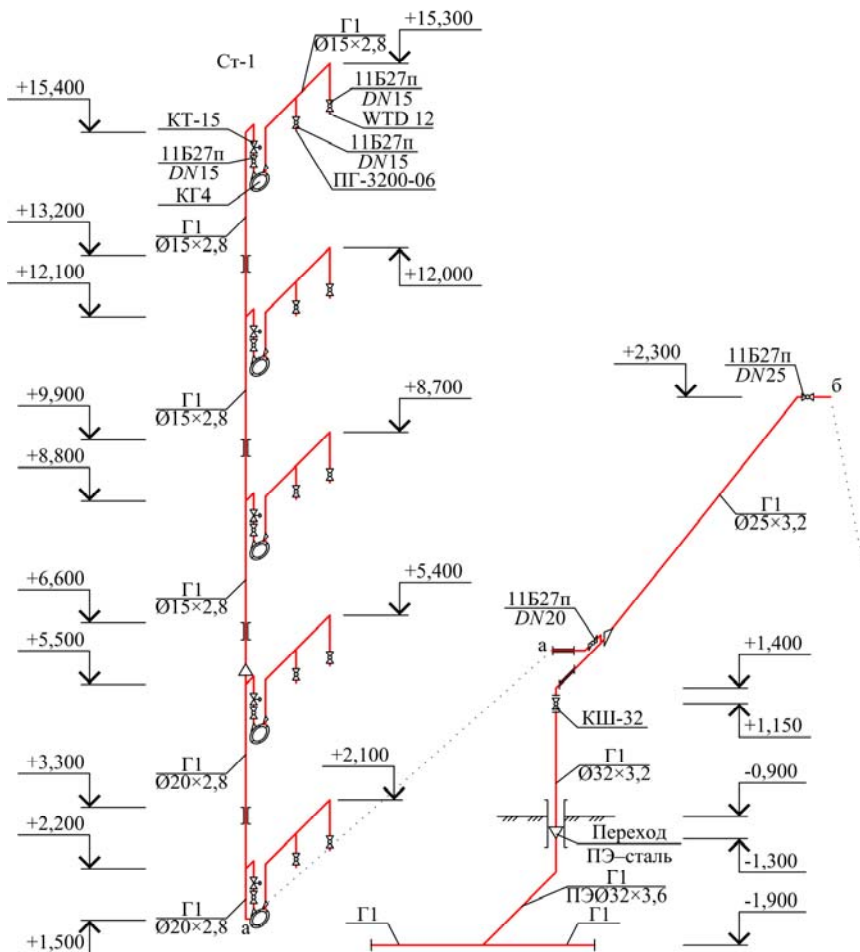
Как видно из таблицы, скорости на участках не превышают допустимую по степени шума скорость (7 м/с). Так как невязка при расчете основного направления и ответвления получилась менее 10 %, расчет окончен.

Таблица 10.1

## Газодинамический расчет внутридомового газоснабжения

Участок	$\sum V_{3, \text{комб}}^{\text{комб}}$ м <sup>3</sup> /ч	$\sum n_i$	$k_0$	$V_{\text{рп}}$ м <sup>3</sup> /ч	$l$ м	$DN$	$d_{\text{ит}} \times \delta$ , мм	$d_{\text{вн}}^{\text{вн}}$ мм	$R_{\text{учб}}$ Па/м	$w$ , м/с	$\sum \zeta$	$\mu_{\text{жк}}$ , м	$I_{\text{экрб}}$ , м	$H_s$ , м	$\Delta p_{\text{допб}}$ Па	$\Delta p_{\text{учб}}$ Па	$\sum \Delta p_{\text{учб}}$ Па
Основное направление																	
1-2	2,16	1	1,000	2,160	1,60	15	21,3×2,8	0,0157	9,139	3,1	2,35	0,405	0,952	-0,90	-4,5	27,8	27,8
2-3	3,17	1	0,700	2,219	2,19	20	26,8×2,8	0,0212	1,960	1,7	5,55	0,599	3,324	-0,10	-0,5	45,4	73,2
3-4	3,17	2	0,560	3,550	3,30	20	26,8×2,8	0,0212	5,839	2,8	2,00	0,515	1,030	3,30	16,5	8,8	82,0
4-5	3,17	4	0,430	5,452	3,30	20	26,8×2,8	0,0212	12,769	4,3	2,35	0,555	1,304	3,30	16,5	42,3	124,3
5-6	3,17	6	0,392	7,456	3,30	25	33,5×3,2	0,0271	6,777	3,6	2,00	0,732	1,464	3,30	16,5	15,8	140,1
6-7	3,17	8	0,360	9,130	3,00	25	33,5×3,2	0,0271	9,805	4,4	2,00	0,759	1,518	3,10	15,5	28,8	168,9
7-8	3,17	10	0,340	10,778	14,27	25	33,5×3,2	0,0271	13,319	5,2	5,05	0,779	3,934	1,10	5,5	237,0	405,9
8-9	3,17	15	0,300	14,265	3,83	32	42,3×3,2	0,0359	5,588	3,9	0,70	1,056	0,739	2,70	13,5	12,0	417,9
9-9'	3,17	15	0,300	14,265	2,60	-	32×3,6	0,0248	30,816	8,2	2,31	0,841	1,943	0,60	3,0	137,0	554,9
Невязка составляет $\sigma =  510,0 - 554,9  \cdot 100\% / 510,0 = 8,8\% < 10\%$																	
Увязка ответвлений																	
Направление 10-8: $\Delta p_{\text{расп}} = 405,9$ Па																	
10-11	2,16	1	1,000	2,160	1,75	15	21,3×2,8	0,0157	9,139	3,1	2,00	0,405	0,810	-0,90	-4,5	27,9	27,9
11-12	3,17	1	0,700	2,219	5,78	15	21,3×2,8	0,0157	9,720	3,2	6,25	0,402	2,513	3,20	16,0	97,9	125,8
12-13	3,17	2	0,560	3,550	3,30	15	21,3×2,8	0,0157	25,450	5,1	1,00	0,393	0,393	3,30	16,5	77,5	203,3
13-14	3,17	3	0,480	4,565	3,30	15	21,3×2,8	0,0157	40,506	6,6	1,35	0,408	0,551	3,30	16,5	139,5	342,8
14-15	3,17	4	0,430	5,452	3,30	20	26,8×2,8	0,0212	12,769	4,3	1,00	0,555	0,555	3,30	16,5	32,7	375,5
15-8	3,17	5	0,400	6,340	1,74	20	26,8×2,8	0,0212	16,816	5,0	3,50	0,570	1,995	0,80	4,0	58,8	434,3
Невязка составляет $\sigma =  405,9 - 434,3  \cdot 100\% / 405,9 = 7,0\% < 10\%$																	

Аксонметрическая схема внутридомовой системы газоснабжения приведена на рис. 10.4 и 10.5.



Примечание.

Высота установки арматуры в квартире, считая от пола этажа, составляет:

- 1) термозапорные клапаны - 1,80 м;
- 2) краны перед счётчиками - 1,60 м;
- 3) краны на опусках:
  - к плите - 1,50 м;
  - к водонагревателю - 1,20 м.

Рис. 10.4. Часть аксонометрической схемы со стояком Ст-1



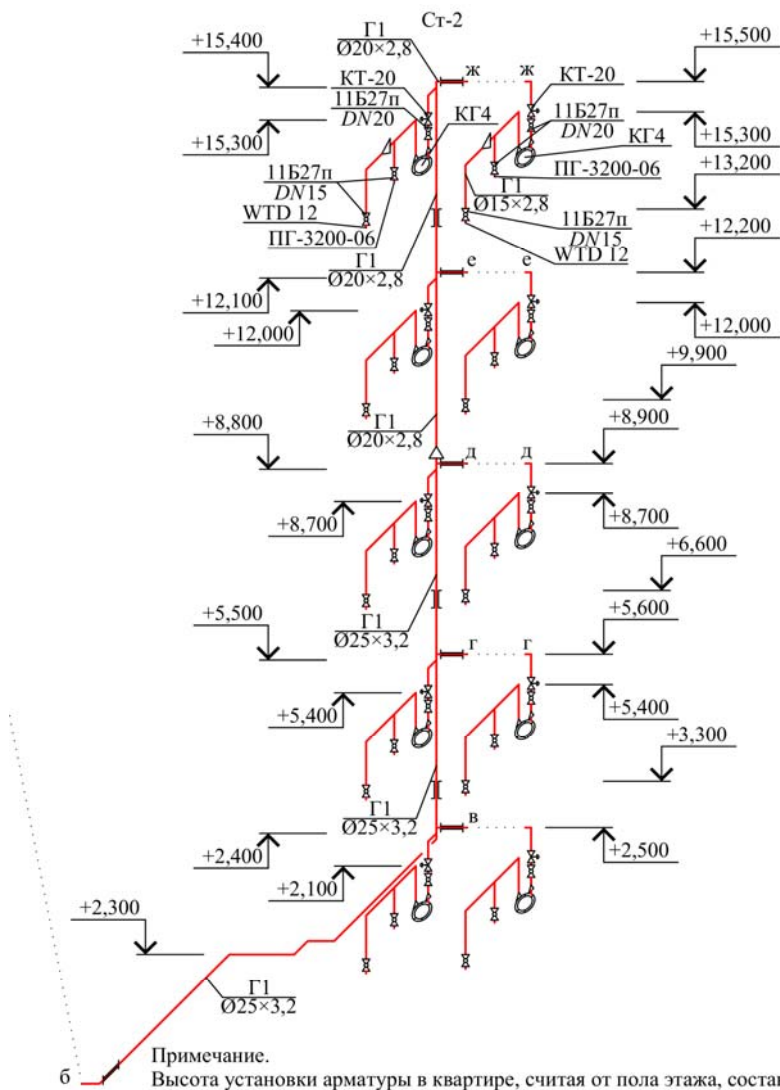


Рис. 10.5. Часть аксонометрической схемы со стояком Ст-2

## 11. ПОДБОР ОБОРУДОВАНИЯ СЕТЕВЫХ ГРП И ГРУ КОТЕЛЬНОЙ

В состав ГРП или ГРУ входят основная и обводная (байпас) линии. На основной линии последовательно располагаются:

- фильтр, очищающий поступающий газ от механических примесей;
- предохранительный запорный клапан, прекращающий подачу газа к регулятору при повышении давления выше заданного;
- регулятор давления;
- предохранительный сбросной клапан, сбрасывающий часть газа при повышении давления сверх установленной величины.

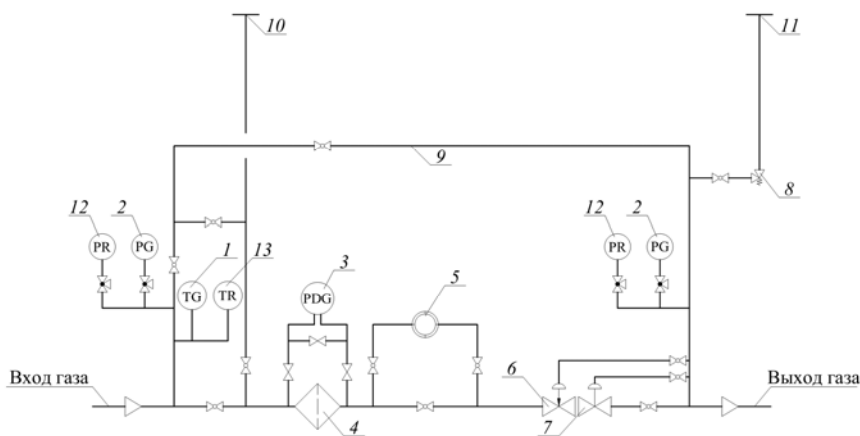


Рис. 11.1. Принципиальная схема пункта редуцирования газа:

- 1 – термометр; 2 – манометр показывающий;
- 3 – дифференциальный манометр; 4 – фильтр; 5 – счетчик газа;
- 6 – предохранительный запорный клапан; 7 – регулятор давления;
- 8 – предохранительный сбросной клапан; 9 – обводная линия (байпас);
- 10 – продувочная свеча; 11 – сбросная свеча;
- 12 – манометр регистрирующий; 13 – термометр регистрирующий

Байпас выполняют номинальным диаметром не менее диаметра седла клапана регулятора давления и последовательно устанавливают два отключающих устройства (первое по ходу газа – запорное, второе – регулирующее).

Для измерения входного и выходного давления, а также температуры газа устанавливаются показывающие и регистрирующие приборы. При отсутствии расходомера регистрирующий прибор для измерения температуры можно не устанавливать.

Продувочные трубопроводы должны быть не менее  $DN\ 20$  и должны быть размещены:

- на входном газопроводе после первого отключающего устройства;
- на байпасе между двумя отключающими устройствами;
- на участках газопровода с оборудованием, отключаемым для производства профилактического осмотра и ремонта.

Номинальный диаметр сбросного трубопровода, отводящего газ от ПСК, должен быть равен номинальному диаметру выходного патрубка клапана.

Сбросные и продувочные газопроводы должны иметь минимальное число поворотов. Их следует выводить наружу в места, обеспечивающие безопасное рассеивание газа, но не менее 1 м выше карниза здания, по возможности на стену, не имеющую воздухозаборных устройств приточной системы вентиляции. В случае, если последнее требование невозможно выполнить, сбросной газопровод выводят не менее чем на 3 м выше воздухозаборных устройств.

Опционально в пунктах редуцирования газа могут быть установлены устройства учета расхода газа (счетчики, измерительные диафрагмы и пр.). В сетевых ГРП счетчики зачастую не устанавливаются.

Исходными данными для подбора являются:

- расчетный расход газа сетевым ГРП или котельной  $V_p$ ,  $m^3/ч$  (определены в пп. 4 и 5.4 соответственно);
- плотность используемого газа при н. у.  $\rho_0$ ,  $kg/m^3$ ;
- абсолютное давление на входе в ГРП или ГРУ  $P_{вх}$ , Па (принимается исходя из результатов расчета нормального режима кольцевой сети среднего или высокого давления);
- избыточное давление на выходе из сетевого ГРП (3 кПа) или давление перед горелкой котла (принимается по паспорту или по прил. Г в зависимости от марки котла).

Оборудование, устанавливаемое в ГРП и ГРУ, должно быть разрешено к использованию в Республике Беларусь, выданное Департаментом по надзору за безопасным ведением работ в строительстве Министерства по чрезвычайным ситуациям (ГОСПРОМНАДЗОР).

Поэтому при выполнении проекта необходимо в первую очередь использовать оборудование белорусского производства, продукцию других стран также допускается закладывать в проект, но при этом необходимо прикладывать разрешение ГОСПРОМНАДЗОРа.

Следует отметить, что согласно п. Г.8 [1] диаметры для надземных и внутренних газопроводов подбирают с учетом степени шума, создаваемого движением газа. Скорость при этом должна быть не более 7 м/с для газопроводов низкого давления, 15 м/с – для газопроводов среднего давления и 25 м/с – для газопроводов высокого давления.

Спецификация выполняется согласно форме, приведенной в прил. Ж СТБ 2255–2012 «Система проектной документации для строительства. Основные требования к документации строительного проекта».

### 11.1. Подбор фильтра

Подбор фильтров осуществляется по требуемой условной пропускной способности фильтра:

$$k_{vy}^{тр} = \frac{V_p}{5,2 \cdot 10^{-3}} \sqrt{\frac{\rho_0 T_{вх}}{\Delta p P_{вх}}}, \text{ м}^3/\text{ч}, \quad (11.1)$$

где  $V_p$  – расчетный расход газа, м<sup>3</sup>/ч;

$\Delta p$  – требуемый начальный перепад давлений на фильтре, Па;

$\rho_0$  – плотность используемого газа при н. у., кг/м<sup>3</sup>;

$P_{вх}$  – действительное абсолютное давление на входе в фильтр, Па;

$T_{вх}$  – абсолютная температура газа на входе в фильтр, К.

При подборе оборудования пунктов редуцирования газа при заданном расчетном расходе газа необходимо, чтобы потери давления на чистом фильтре не превышали 40 % от максимально допустимого в процессе эксплуатации. Таким образом, при установке сетчатых и висциновых фильтров начальный перепад давления на них должны быть не более  $\Delta p = 2000$  Па, для кассетных фильтров – 4000 Па. Данные перепады принимаются в качестве расчетных при определении  $k_{vy}^{тр}$ .

Исходя из полученного значения требуемой условной пропускной способности фильтр подбирают таким образом, чтобы выполнялось условие  $k_{vy} \geq k_{vy}^{TP}$ , где  $k_{vy}$  – условная пропускная способность выбранного фильтра, м<sup>3</sup>/ч. Данные о  $k_{vy}$  некоторых сетчатых и кассетных фильтров приведены в прил. М.

Потери давления на фильтре  $\Delta p$ , Па, при использовании условной пропускной способности можно определить по выражению

$$\Delta p = \frac{37,1 \cdot 10^3 \rho_0 T_{BX}}{P_{BX}} \left( \frac{V_p}{k_{vy}} \right)^2 \leq 4000 (2000), \text{ Па.} \quad (11.2)$$

## 11.2. Подбор регулятора давления

Подбор регулятора может быть осуществлен по требуемой условной пропускной способности исходя из зависимостей

$$k_{vy}^{TP} = \frac{1,2V_p}{5,2 \cdot 10^{-3} \varepsilon P_{BX}} \sqrt{\frac{\rho_0 T_{BX} z_{BX}}{1 - \beta}} \text{ при } \beta > \beta_{кр}, \text{ м}^3/\text{ч}; \quad (11.3)$$

$$k_{vy}^{TP} = \frac{1,2V_p}{5,2 \cdot 10^{-3} \cdot \varepsilon_{кр} P_{BX}} \sqrt{\frac{\rho_0 T_{BX} z_{BX}}{0,5}} \text{ при } \beta \leq \beta_{кр}, \text{ м}^3/\text{ч}, \quad (11.4)$$

где 1,2 – коэффициент запаса [1, п. 8.4.3];

$\varepsilon$  – коэффициент расширения (рис. 11.2);

$z_{BX}$  – коэффициент сжимаемости при параметрах газа на входе в регулятор, при давлении менее 1,2 МПа (изб.) можно принимать  $z_{BX} \approx 1$ ;

$\beta = P_{вых} / P_{вх}$  – отношение абсолютных давлений на выходе и входе в регулятор;

$\beta_{кр}$  – критическое отношение давлений; для природного газа

$$\beta_{кр} = 0,5;$$

$\varepsilon_{кр}$  – коэффициент расширения при критическом отношении давлений; для природного газа  $\varepsilon_{кр} = 0,75$ .

С достаточно высокой точностью для определения коэффициента расширения для природного газа можно использовать следующее выражение (при  $\beta > 0,5$ ):

$$\varepsilon = 0,5(\beta + 1). \quad (11.5)$$

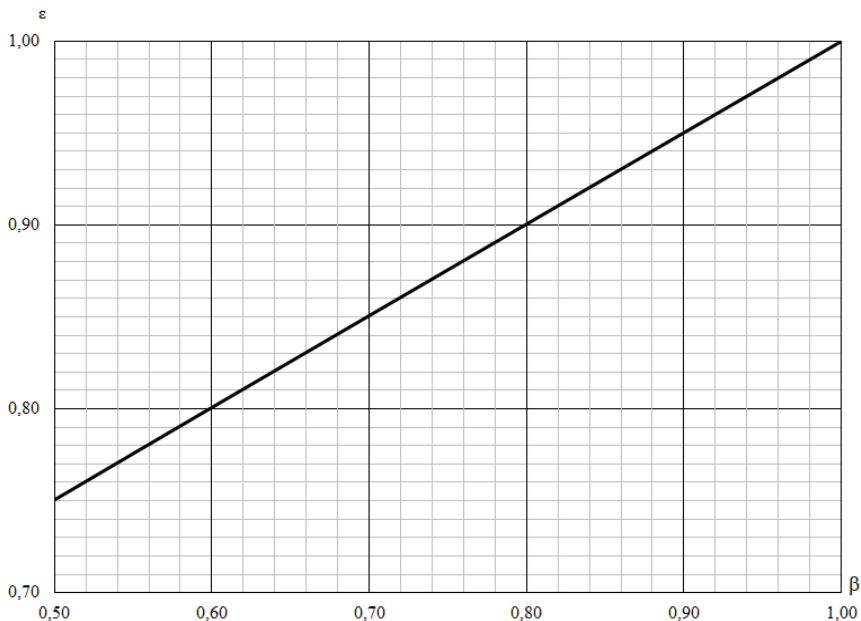


Рис. 11.2. Зависимость коэффициента  $\varepsilon$  от  $\beta$  для природного газа

Давление на входе в регулятор определяется исходя из давления на входе в ГРП или ГРУ за вычетом потерь давления в оборудовании, установленном до него. Абсолютная величина выходного давления определяется:

– для сетевых ГРП

$$P_{\text{вых}} = p_{\text{ГРП}} + \Delta p_{\text{вых}} + P_{\text{атм}}; \quad (11.6)$$

– для ГРУ котельной

$$P_{\text{вых}} = p_{\text{гор}} + \Delta p_{\text{с}} + \Delta p_{\text{вых}} + P_{\text{атм}}, \quad (11.7)$$

где  $p_{\text{ГРП}} = 3000$  Па – избыточное давление на выходе из сетевого ГРП;  
 $\Delta p_{\text{вых}}$  – потери давления на выходе из ГРП или ГРУ, Па;  
 $p_{\text{гор}}$  – давление газа перед горелками, Па;  
 $\Delta p_{\text{с}}$  – потери давления в сети потребителя, Па;  
 $P_{\text{атм}} = 101\,325$  Па – атмосферное давление.

Давление газа перед горелками котлов, которые даны по заданию в курсовом проекте, приведены в прил. Г.

Так как конфигурация сети после регулятора давления неизвестна, то для определения  $\Delta p_{\text{с}}$  можно воспользоваться следующими данными: при установке в агрегатах горелок низкого давления потери давления во внутрицеховых газопроводах могут составлять до 40 %, а при горелках среднего давления – до 30 % от величины рабочего давления перед горелками ( $p_{\text{гор}}$ ).

Как и при выборе фильтра, при подборе регулятора давления должно выполняться условие  $k_{\text{vy}} \geq k_{\text{vy}}^{\text{тп}}$ . Сведения об условной пропускной способности некоторых регуляторов давления приведены в прил. Н.

Нормальная работа регулятора обеспечивается при условии, что расчетный расход газа через него будет составлять от 10 % до 80 % от максимального расхода, т. е. должно выполняться условие

$$0,1V_0^{\text{ПД}} \leq V_p \leq 0,8V_0^{\text{ПД}}, \quad (11.8)$$

где  $V_0^{\text{ПД}}$  – максимальный расход газа при н. у., м<sup>3</sup>/ч, проходящий через регулятор, рассчитывается по выражениям

$$V_0^{\text{ПД}} = 5,2 \cdot 10^{-3} k_{\text{vy}} \varepsilon \sqrt{\frac{(P_{\text{вх}} - P_{\text{вых}}) P_{\text{вх}}}{\rho_0 T_{\text{вх}} z_{\text{вх}}}}, \quad \text{при } \beta > 0,5; \quad (11.9)$$

$$V_0^{\text{ПД}} = 5,2 \cdot 10^{-3} k_{\text{vy}} \varepsilon_{\text{кр}} P_{\text{вх}} \sqrt{\frac{1 - \beta_{\text{кр}}}{\rho_0 T_{\text{вх}} z_{\text{вх}}}}, \quad \text{при } \beta \leq 0,5. \quad (11.10)$$

### 11.3. Подбор газового счетчика

Подбор счетчика осуществляется по каталогам производителя исходя из расхода газа при рабочих условиях  $V_{\text{сч}}$ , м<sup>3</sup>/ч, определяемого по выражению

$$V_{\text{сч}} = \frac{V_{\text{р}} P_0 (273 + t_{\text{Г}})}{273(293) P_{\text{вх}}^{\text{сч}}}, \quad (11.11)$$

где  $V_{\text{р}}$  – расчетный расход газа, м<sup>3</sup>/ч;

$P_0 = 0,101$  МПа – атмосферное давление при нормальных (стандартных) условиях;

$t_{\text{Г}}$  – температура газа, °С;

$P_{\text{вх}}^{\text{сч}}$  – абсолютное давление газа перед счетчиком, МПа.

В случае, если  $V_{\text{р}}$  определен при нормальных условиях, температура в знаменателе принимается равной 273 К, если при стандартных – 293 К.

Потери давления в счетчике получают при испытаниях воздухом. Результаты приводят в виде таблиц или графиков, показывающих зависимость потерь давления по воздуху  $\Delta p_{\text{сч}}^{\text{в}}$ , Па, от расхода. Определить потери давления в счетчике  $\Delta p_{\text{сч}}$ , Па, можно по выражению

$$\Delta p_{\text{сч}} = \Delta p_{\text{сч}}^{\text{max}} \frac{\rho_{0(\text{ст})} P_{\text{табл}}}{\rho_{\text{в}}^{\text{табл}} P_{\text{вх}}^{\text{сч}}} \left( \frac{V_{\text{р}}}{V_{\text{max}}} \right)^2, \quad (11.12)$$

где  $\Delta p_{\text{сч}}^{\text{max}}$  – потери давления при максимальном расходе, Па;

$\rho_{0(\text{ст})}$  – плотность измеряемого газа при нормальных (стандартных) условиях, кг/м<sup>3</sup>;

$\rho_{\text{в}}^{\text{табл}}$  и  $P_{\text{табл}}$  – соответственно плотность воздуха, кг/м<sup>3</sup>, и абсолютное давление на входе в счетчик, МПа, при которых приведены потери давления в таблице;

$V_{\text{max}}$  – максимальный расход для данного типа счетчика, м<sup>3</sup>/ч.



Потери давления также можно определить по условной пропускной способности счетчика по выражению (11.2).

Сведения о некоторых газовых счетчиках приведены в прил. Р.

#### 11.4. Подбор предохранительного запорного клапана

Большинство выпускаемых ныне регуляторов давления имеют в своей конструкции встроенный ПЗК (например, практически все регуляторы НПРУП «Белгазтехника», за исключением РГП-32), поэтому для них подбор не требуется. При использовании регуляторов без встроенного ПЗК подбор осуществляется исходя из следующих соображений:

- номинальный диаметр ПЗК и регулятора должны быть равны;
- верхний предел срабатывания не должен превышать максимальное рабочее давление после регулятора более чем на 25 %.

Потери давления в ПЗК могут быть рассчитаны по формуле Вейсбаха:

$$\Delta p = \zeta \frac{\rho w^2}{2}, \quad (11.13)$$

где  $\zeta$  – коэффициент местного сопротивления; при номинальном диаметре 50 и более коэффициент местного сопротивления ПЗК принимают  $\zeta = 5$  [4, 14];

$\rho$  – действительная плотность газа на входе в ПЗК, кг/м<sup>3</sup>, определенная по (1.4);

$w$  – скорость газа на входе в ПЗК, м/с; с учетом параметров газа от н. у., рассчитываемая по выражению

$$w = \frac{V_p}{900\pi d_{\text{вн}}^2} \frac{P_0 T_\Gamma}{P T_0}, \quad (11.14)$$

где  $d_{\text{вн}}$  – внутренний диаметр, м.

Для оборудования зачастую используют величину номинального диаметра  $DN$  и в формулу вместо  $d_{\text{вн}}$  подставляют  $DN/1000$ .

Сокращая общий объем вычислений, можно получить

$$\Delta p = \frac{1}{2} \zeta \rho_0 \frac{PT_0}{P_0 T_{\Gamma}} \left( \frac{V_p}{900 \pi d_{\text{вн}}^2} \frac{P_0 T_{\Gamma}}{PT_0} \right)^2 = \frac{\zeta \rho_0 V_p^2}{1,62 \cdot 10^6 \pi^2 d_{\text{вн}}^4} \frac{P_0 T_{\Gamma}}{PT_0}. \quad (11.15)$$

Данная формула может быть использована при расчете прочих местных сопротивлений в ГРП и ГРУ.

### 11.5. Подбор предохранительного сбросного клапана

Подбор ПСК осуществляется по расходу газа при н. у.  $V_0$ , м<sup>3</sup>/ч, подлежащего сбросу, который рассчитывается по выражению

$$V_0 \geq a V_0^{\text{РД}}, \quad (11.16)$$

где  $a$  – коэффициент, зависящий от наличия предохранительного запорного клапана; при наличии ПЗК  $a = 0,0005$ ; при отсутствии ПЗК  $a = 0,01$  (для регулятора давления с золотниковым клапаном) или  $a = 0,02$  (для регулирующей заслонки с электронным регулятором);

$V_0^{\text{РД}}$  – расход газа, проходящий через регулятор давления при н. у., м<sup>3</sup>/ч.

При параллельной установке в пунктах редуцирования газа нескольких регуляторов давления общий расход газа, подлежащего сбросу, должен быть не менее суммы расходов газа каждым ПСК.

По данному объемному расходу определяется массовый расход  $G = \rho_0 V_0$ , кг/ч, который должен быть не более расхода  $G_{\text{max}}$ , кг/ч, определенного по графику, с учетом отличия плотности и температуры от значений, по которым построена номограмма:

$$G_{\text{max}} = G_{\text{гр}} \sqrt{\frac{273 \rho_0}{0,73 T_{\Gamma}}}, \quad (11.17)$$

где  $G_{\text{гр}}$  – массовый расход, кг/ч, определенный по графику (рис. 11.3) для стандартного газа, плотностью при н. у. 0,73 кг/м<sup>3</sup> и температурой 273 К (0 °С);

$\rho_0$  – плотность используемого газа при н. у.,  $\text{кг/м}^3$ ;

$T_r$  – абсолютная температура газа, К.

Значения  $G_{\text{гр}}$ , по которым построен график на рис. 11.3, определены по [9] при условии, что давление на выходе из ПСК мало отличается от атмосферного, т. е.  $P_{\text{вых}} \approx P_0$ .

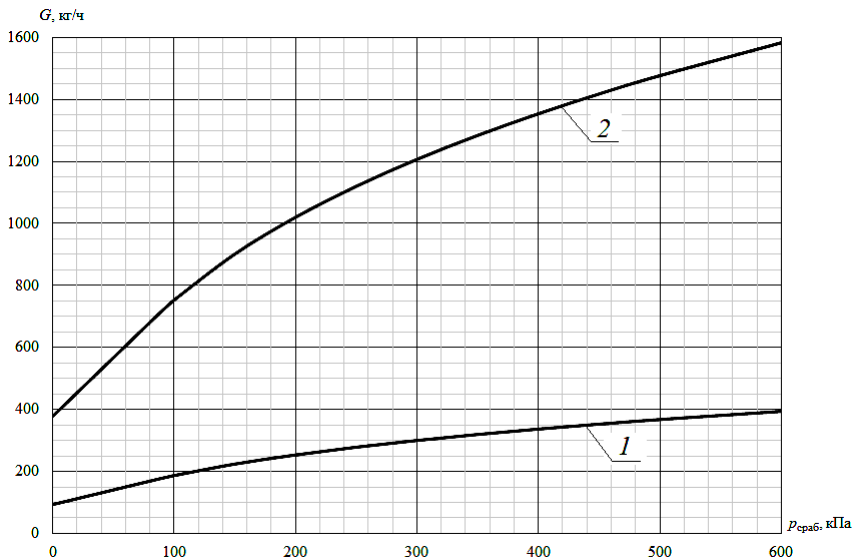


Рис. 11.3. Зависимость максимального расхода сбрасываемого газа от давления срабатывания (изб.) для клапанов производства НПРУП «Белгазтехника» [13]:  
1 – ПСК-25; 2 – ПСК-50

**Пример 11.1.** Подобрать оборудование ГРП4 из примера 4.1. Расчетный расход газа равен  $V_p = 338,8 \text{ м}^3/\text{ч}$  (табл. 4.1), абсолютное давление на входе в ГРП4  $P_{\text{вх}} = 0,34466 \text{ МПа} = 344,66 \text{ кПа}$  (табл. 7.6). Температура газа  $t_r = 5 \text{ }^\circ\text{C}$ , плотность при н. у. составляет  $\rho_0 = 0,77 \text{ кг/м}^3$ .

Задать потери давления на выходе из ГРП  $\Delta p_{\text{вых}} = 1500 \text{ Па}$ . Тогда абсолютное давление по (11.6) составляет

$$P_{\text{вых}} = 3000 + 1500 + 101\,325 = 105\,825 \text{ Па} \approx 105,8, \text{ кПа.}$$

Принять, что в ГРП будет установлен кассетный фильтр. Тогда требуемая пропускная способность фильтра по формуле (11.1) равна

$$k_{vy}^{TP} = \frac{338,8}{5,2 \cdot 10^{-3}} \sqrt{\frac{0,77 \cdot (273 + 5)}{4000 \cdot 344,66 \cdot 10^3}} = 25,7, \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Принять к установке кассетный фильтр ФГ 3,2-50-12 с  $k_{vy} = 76,3 \text{ м}^3/\text{ч}$ . Потери давления в чистом фильтре составляют

$$\Delta p_{\phi} = \frac{37,1 \cdot 10^3 \cdot 0,77 \cdot (273 + 5)}{344,66 \cdot 10^3} \left( \frac{338,8}{76,3} \right)^2 = 454,3 \text{ Па} \approx 0,45, \text{ кПа}.$$

Давление на входе в регулятор тогда составит

$$P_{вх}^{PD} = 344,66 - 0,45 = 344,21, \text{ кПа}.$$

Отношение давлений  $\beta = 105,8/344,21 = 0,31$ , что свидетельствует о критическом течении газа. Тогда требуемая условная пропускная способность регулятора давления (11.4):

$$k_{vy}^{TP} = \frac{1,2 \cdot 338,8}{5,2 \cdot 10^{-3} \cdot 0,75 \cdot 344,21 \cdot 10^3} \sqrt{\frac{0,77 \cdot (273 + 5)}{0,5}} = 6,3, \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Принять к установке регулятор давления РДГПК-50М-1 с диапазоном настройки выходного давления 0,0020–0,0035 МПа, условная пропускная способность –  $k_{vy} = 9,85 \text{ м}^3/\text{ч}$ .

Максимальный расход газа при н. у.,  $\text{м}^3/\text{ч}$ , проходящий через регулятор, рассчитывается по выражению (11.10):

$$V_0^{PD} = 5,2 \cdot 10^{-3} \cdot 9,85 \cdot 0,75 \cdot 344,21 \cdot 10^3 \sqrt{\frac{1 - 0,5}{0,77 \cdot 278}} = 639,1, \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Отношение расходов составляет  $338,8/639,1 = 0,53$ , что входит в рекомендуемый диапазон (0,1–0,8).

Расход газа, подлежащий сбросу, при  $a = 0,0005$  составляет

$$V_0 = 0,0005 \cdot 639,1 = 0,32, \text{ м}^3/\text{ч};$$

$$G = 0,77 \cdot 0,32 = 0,25, \text{ кг/ч.}$$

Принять к установке предохранительный сбросной клапан ПСК-25-01. По рис. 11.3 массовый расход газа при давлении срабатывания  $p_{\text{сраб}} = 1,15p_{\text{вых}} = 1,15 \cdot (3000 + 1500) = 5175 \text{ Па} \approx 5,2 \text{ кПа}$  равен  $100 \text{ кг/ч}$ . Тогда при данной плотности и температуре газа

$$G_{\text{max}} = 100 \sqrt{\frac{273 \cdot 0,77}{0,73 \cdot 278}} = 101,8, \text{ кг/ч,}$$

что значительно превышает требуемый для сброса расход газа. Таким образом, выбранный клапан соответствует предъявляемым требованиям.

Исходя из недопустимости создания шума, внутренний диаметр выходного стального газопровода низкого давления ( $w \leq 7 \text{ м/с}$ ) должен быть не менее рассчитанного по следующему выражению:

$$d_{\text{вн}} = \sqrt{\frac{V_p}{900\pi w} \frac{P_0 T_r}{P_{\text{вых}} T_0}}, \quad (11.18)$$

$$d_{\text{вн}} = \sqrt{\frac{338,8}{900\pi \cdot 7} \frac{101,3 \cdot 278}{105,3 \cdot 273}} = 0,130 \text{ м.}$$

Исходя из сортамента, принимаем трубу  $159 \times 4,5$  по ГОСТ 10704–91.

При расчете давлений на входе в ГРП потери в местных сопротивлениях не учитывались, так как они не всегда значительны. Так, например, потери давления в главном запорном устройстве на входе (кране  $DN 50$  с  $\zeta = 0,3$ ) составят по (11.15)

$$\Delta p = \frac{0,3 \cdot 0,77 \cdot 338,8^2}{1,62 \cdot 10^6 \pi^2 \left(\frac{50}{1000}\right)^4} \frac{101,3 \cdot 278}{344,66 \cdot 273} = 79,4, \text{ Па.}$$

Здесь 50 – номинальный диаметр крана.

Очевидно, что данные потери давления мало исказят полученный результат.

Определяем потери давления на выходе из ГРП. Линейными потерями пренебрегаем ввиду их незначительности. На выходе установлены кран ( $\zeta = 0,3$ ) и переход с диаметра с  $57 \times 3,0$  на  $159 \times 4,5$  ( $\zeta = 1,49$ ). Потери давления соответственно равны

$$\Delta p_{\text{кр}} = \frac{0,3 \cdot 0,77 \cdot 338,8^2}{1,62 \cdot 10^6 \pi^2 \left( \frac{50}{1000} \right)^4} \frac{101,3 \cdot 278}{105,8 \cdot 273} = 258,7, \text{ Па} \approx 0,26 \text{ кПа};$$

$$\Delta p_{\text{пер}} = \frac{1,49 \cdot 0,77 \cdot 338,8^2}{1,62 \cdot 10^6 \pi^2 0,051^4} \frac{101,3 \cdot 278}{(105,8 - 0,26) \cdot 273} = 1190,0, \text{ Па};$$

$$\Delta p_{\text{вых}} = 258,7 + 1190,0 = 1448,7, \text{ Па},$$

что практически соответствует заданному (погрешность 3,4 %). Таким образом, пересчет не требуется.

На последующих участках также находятся неразъемное соединение полиэтилен–сталь ( $\zeta = 0,36$ ) и сварной переход ( $\zeta = 0,10$ ), однако потери в них не учтены, т. к. они в сумме составляют менее 9 Па.

Спецификация оборудования ГРП4 приведена в табл. 11.1, а схема – на рис. 11.4. Переход с труб *SDR* 9 на трубы *SDR* 11 условно не показан.

Таблица 11.1

### Спецификация оборудования ГРП4

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
1Г2.1	ТУ РБ 600012297.024–2001	Неразъемное соединение полиэтилен–сталь ПЭ80 ГАЗ <i>SDR</i> 11-63×5,8/Ст.57×570	1	2,02	
1Г2.2	ТУ РБ 05550283.055–98	Кран шаровой фланцевый КШ <i>DN</i> 50/39-0,6Ф	3	14	
1Г2.3	ТУ РБ 05550283.055–98	Фильтр газовый ФГ 3,2-50-12 <i>DN</i> 50	1	40	

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
1Г2.4	ТУ РБ 05550283.047–97	Регулятор давления комбинированный РДГПК-50М-1 DN 50	1	50	
1Г2.5	ТУ 3712-028-05749381–2002	Кран трехходовой 11Б38бк DN 15	5	0,27	
1Г2.6	ТУ 25-0210.028–86	Термометр самопишущий ТТС-712 М (минус 50 – плюс 50) °С	1	7	
1Г2.7	ТУ 25-2021.010–89	Термометр технич еский ТТ П-2 МК 1 240 66 прямой (минус 35 – плюс 50) °С с оправой защитной ОЗТС1–П–100–300 по ТУ ВУ 101472320.003-2005	1	–	
1Г2.8	ТУ РБ 37388602.002–96	Манометр показывающий МП100М5 (0–0,40 МПа)	2	0,22	
1Г2.9	ТУ 311-0225626.111–91	Манометр самопишущий МТ2С-711М1-0-400 кПа	1	9	
1Г2.10	ТУ ВУ 600012297.065–2009	Переход сварной ПЭ 80 225×160 SDR 11 ГАЗ	1	1,7	
1Г2.11	ТУ РБ 37388602.002–96	Напоромер показывающий НП100М-6,0кПа	1	0,5	
1Г2.12	ТУ 25-7310.0063–2009	Дифманометр самопишущий ДСС–711–М1-6,3 кПа-6,3 МПа	1	16	
1Г2.13	ТУ 25-7310.0063–2009	Дифманометр сильфонный показывающий с клапанным блоком ДСП-160-М1-1-10 кПа-6,3 МПа-ВБ	1	17,5	
1Г2.14	ТУ 1002700876.155-2010	Предохранительный сбросной клапан ПСК-25-01 DN 25	1	2,5	
1Г2.15	ТУ РБ 03973239.011–99	Кран шаровой 11Б27п4 DN 15	1	0,23	
1Г2.16	ТУ РБ 03973239.011–99	Кран шаровой 11Б27п4 DN 20	4	0,30	
1Г2.17	ТУ РБ 03973239.011–99	Кран шаровой 11Б27п4 DN 25	1	0,52	
1Г2.18	ГОСТ 17378–2001	Переход концентрический К–2–159×4,5–57×3,0 сталь 20	1	1,5	
1Г2.19	ТУ РБ 600012297.024–2001	Неразъемное соединение полиэтилен–сталь ПЭ80 ГАЗ SDR 11-160×14,6/Ст.159×630	1	11,15	
1Г2.20	ТУ РБ 05550283.055–98	Кран шаровой фланцевый КШ DN 50/36-0,6Ф	1	20	

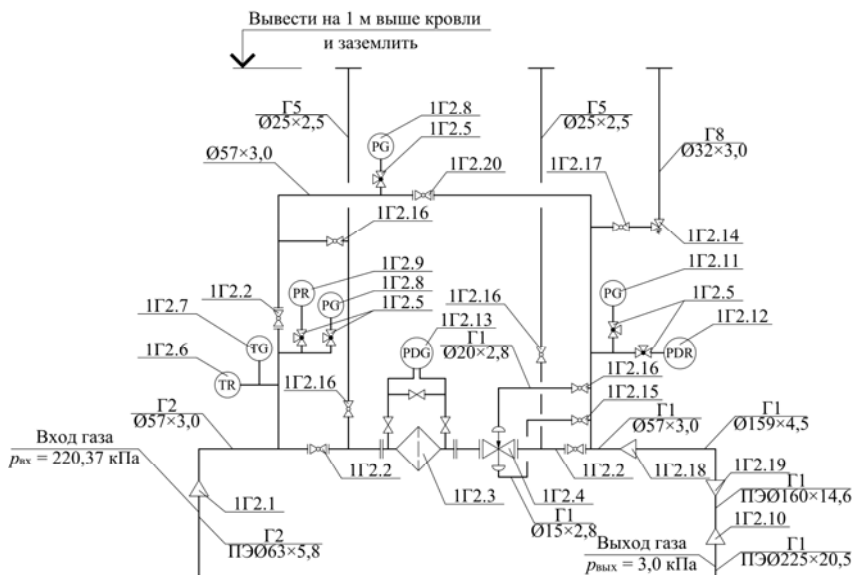


Рис. 11.4. Схема ГРУ4

**Пример 11.2.** Подобрать оборудование ГРУ квартальной котельной из примера 5.4. Расчетный расход газа  $V_p = 1563,8 \text{ м}^3/\text{ч}$ , абсолютное давление на входе в ГРУ  $P_{\text{вх}} = 0,33462 \text{ МПа} = 334,62 \text{ кПа}$  (табл. 7.6). Температура газа  $t_r = 7 \text{ }^\circ\text{C}$ , плотность при н. у. составляет  $\rho_0 = 0,77 \text{ кг}/\text{м}^3$ .

В квартальной котельной установлены четыре котла ДЕВ-10-14ГМ-О (КВ-ГМ-7,56-150С) с газомазутными горелками ГМ-7,0 (прил. Г). Давление перед горелками в номинальном режиме должно составлять  $p_{\text{гор}} = 25 \text{ кПа}$ . При расчете давления на выходе из ГРУ принять, что потери во внутренних газопроводах котельной составляют 30 % от рабочего давления перед горелками (для среднего давления). Задать потери давления на выходе из ГРУ  $\Delta p_{\text{вых}} = 850 \text{ Па}$ . В этом случае давление на выходе по (11.7) составит

$$\begin{aligned}
 P_{\text{вых}} &= 1,3 \cdot 25000 + 850 + 101325 = \\
 &= 32500 + 2650 + 101\,325 = 134\,675 \text{ Па} \approx 134,7 \text{ кПа}.
 \end{aligned}$$



Принять, что в ГРП будет установлен кассетный фильтр. Тогда требуемая пропускная способность фильтра по формуле (11.1) равна

$$k_{vy}^{тр} = \frac{1563,8}{5,2 \cdot 10^{-3}} \sqrt{\frac{0,77 \cdot (273 + 7)}{4000 \cdot 334,62 \cdot 10^3}} = 120,7, \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Принять к установке кассетный фильтр ФГ 12-80-12 с  $k_{vy} = 286,1 \text{ м}^3/\text{ч}$ . Потери давления в чистом фильтре составляют

$$\Delta p_{\phi} = \frac{37,1 \cdot 10^3 \cdot 0,77 \cdot (273 + 7)}{334,62 \cdot 10^3} \left( \frac{1563,8}{286,1} \right)^2 = 714,2 \text{ Па} \approx 0,71, \text{ кПа}.$$

Давление на входе в счетчик составит

$$P_{вх}^{сч} = 334,62 - 0,71 = 333,91, \text{ кПа}.$$

Определить расход газа через счетчик при рабочих условиях по выражению (11.11):

$$V_{сч} = \frac{1563,8 \cdot 0,101 \cdot (273 + 7)}{273 \cdot 333,91 \cdot 10^{-3}} = 485,1, \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Принять к установке турбинный счетчик СГ16МТ-650-Р ( $k_{vy} = 181,0 \text{ м}^3/\text{ч}$ ). Потери давления при максимальном расходе  $V_{max} = 650 \text{ м}^3/\text{ч}$  составляют  $\Delta p_{сч}^{max} = 1590 \text{ Па}$  (прил. Р). Потери давления при  $\rho_{в}^{табл} = 1,29 \text{ кг}/\text{м}^3$  и  $P_{табл} = 0,106 \text{ МПа}$  по формуле (11.12) равны

$$\Delta p_{сч} = 1590 \frac{0,77 \cdot 0,106}{1,29 \cdot 333,91 \cdot 10^{-3}} \left( \frac{1563,8}{650} \right)^2 = 1743,9 \text{ Па} \approx 1,74, \text{ кПа}.$$

При использовании условной пропускной способности потери давления, рассчитанные по выражению (11.2), составят

$$\Delta p_{сч} = \frac{37,1 \cdot 10^3 \cdot 0,77 \cdot (273 + 7)}{333,91 \cdot 10^3} \left( \frac{1563,8}{181,0} \right)^2 = 1788,1 \text{ Па} \approx 1,89, \text{ кПа}.$$

Расхождение между величинами в основном обусловлено отсутствием в формуле (11.12) поправки на отличие температуры от температуры при н. у.

Давление на входе в регулятор тогда составит

$$P_{\text{вх}}^{\text{рД}} = 333,91 - 1,89 = 332,02, \text{ кПа.}$$

Отношение давлений  $\beta = 134,7/332,02 = 0,41$ , что свидетельствует о критическом течении газа. Тогда требуемая условная пропускная способность регулятора давления (11.4)

$$k_{\text{vy}}^{\text{тр}} = \frac{1,2 \cdot 1563,8}{5,2 \cdot 10^{-3} \cdot 0,75 \cdot 332,02 \cdot 10^3} \sqrt{\frac{0,77 \cdot (273 + 7)}{0,5}} = 30,1, \text{ м}^3/\text{ч.}$$

Принять к установке регулятор давления РГК-100-01 с диапазоном настройки выходного давления 0,01–0,05 МПа, условная пропускная способность  $k_{\text{vy}} = 80,2 \text{ м}^3/\text{ч}$ .

Максимальный расход газа при н. у.,  $\text{м}^3/\text{ч}$ , проходящий через регулятор, рассчитывается по выражению (11.10):

$$V_0^{\text{рД}} = 5,2 \cdot 10^{-3} \cdot 80,2 \cdot 0,75 \cdot 332,02 \cdot 10^3 \sqrt{\frac{1-0,5}{0,77 \cdot 280}} = 5001,1, \text{ м}^3/\text{ч.}$$

Отношение расходов составляет  $1563,8/5001,1 = 0,31$ , что входит в рекомендуемый диапазон (0,1–0,8).

Расход газа, подлежащий сбросу, при  $a = 0,0005$  составляет

$$V_0 = 0,0005 \cdot 5001,1 = 2,50, \text{ м}^3/\text{ч};$$

$$G = 0,77 \cdot 2,50 = 1,93, \text{ кг/ч.}$$

Принять к установке предохранительный сбросной клапан ПСК-25-03. По рис. 11.3 массовый расход газа при давлении срабатывания  $p_{\text{сраб}} = 1,15 p_{\text{вых}} = 1,15 \cdot (32500 + 850) = 38325,5 \text{ Па} \approx 38,3 \text{ кПа}$  равен 130 кг/ч. Тогда при данной плотности и температуре газа

$$G_{\max} = 130 \sqrt{\frac{273 \cdot 0,77}{0,73 \cdot 280}} = 131,8, \text{ кг/ч,}$$

что значительно превышает требуемый для сброса расход газа. Таким образом, выбранный клапан соответствует предъявляемым требованиям.

Внутренний диаметр выходного стального газопровода среднего давления (при допустимой скорости  $w \leq 15$  м/с) должен быть не менее

$$d_{\text{вн}} = \sqrt{\frac{1563,8 \cdot 101,3 \cdot 280}{900\pi \cdot 15 \cdot 136,4 \cdot 273}} = 0,168 \text{ м.}$$

Принять трубу 219×6,0 по ГОСТ 10704–91.

При расчете давлений на входе в ГРУ потери в местных сопротивлениях не учитывались, ведь, как показано при расчете оборудования сетевого ГРП, они незначительны.

Определить потери давления на выходе из ГРУ. Линейными потерями пренебрегаем ввиду их незначительности. На выходе установлены переход с диаметра 108×4,0 на 219×6,0 ( $\zeta = 0,92$ ) и кран ( $DN 200$ ,  $\zeta = 0,3$ ). Потери на выходе из ГРУ соответственно равны

$$\Delta p_{\text{пер}} = \frac{0,92 \cdot 0,77 \cdot 1563,8^2}{1,62 \cdot 10^6 \pi^2 0,100^4} \frac{101,3 \cdot 280}{134,7 \cdot 273} = 835,7 \text{ Па} \approx 0,84 \text{ кПа};$$

$$\Delta p_{\text{кр}} = \frac{0,3 \cdot 0,77 \cdot 1563,8^2}{1,62 \cdot 10^6 \pi^2 \left(\frac{200}{1000}\right)^4} \frac{101,3 \cdot 280}{(134,7 - 0,84) \cdot 273} = 17,1, \text{ Па};$$

$$\Delta p_{\text{вых}} = 835,7 + 17,1 = 852,8, \text{ Па,}$$

что практически соответствует заданному (погрешность 0,3 %). Таким образом, пересчет не требуется.

Спецификация оборудования ГРУ квартальной котельной приведена в табл. 11.2, а схема – на рис. 11.5. Переход с труб  $SDR 9$  на трубы  $SDR 11$  условно не показан.

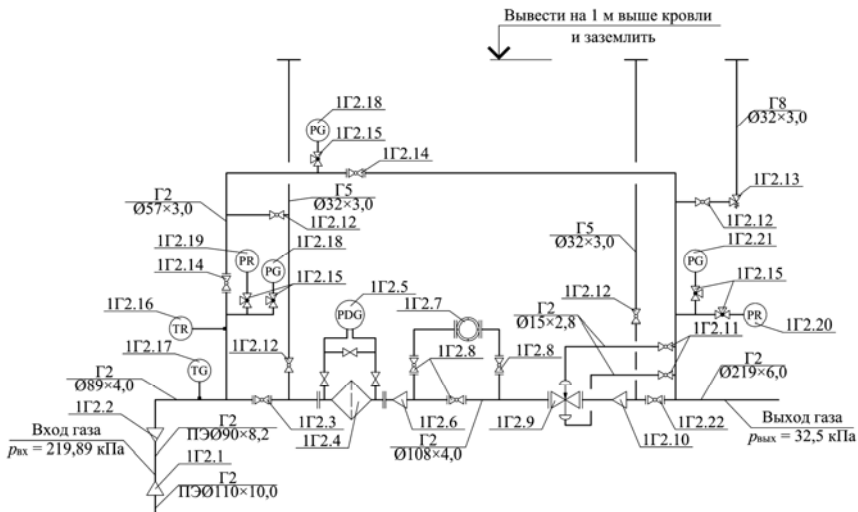


Рис. 11.5. Схема ГРУ квартальной котельной

Таблица 11.2

### Спецификация оборудования ГРУ

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
1Г2.1	Friatec®	Переходная муфта MR 110×90 SDR 11	1	0,90	
1Г2.2	ТУ РБ 600012297.024–2001	Неразъемное соединение полиэтилен–сталь ПЭ80 ГА3 SDR 11-90×8,2/Ст.89×620	1	4,21	
1Г2.3	ТУ РБ 05550283.055–98	Кран шаровой КШ DN 80/80-0,6М	1	15	
1Г2.4	ТУ РБ 0555028–023–95	Фильтр газовый ФГ 12-80-12DN 80	1	100	
1Г2.5	ТУ 25-7310.0063–2009	Дифманометр сильфонный показывающий с клапанным блоком ДСП-160-М1-1-10 кПа-6,3 МПа-ВБ	1	17,5	
1Г2.6	ГОСТ 17378–2001	Переход концентрический К–2–108×4,0–89×3,5 сталь 20	1	0,9	
1Г2.7	ТУ 4213-001-07513518-02	Счетчик турбинный СГ16МТ-650-Р DN 100	1	17	

Окончание табл. 11.2

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Приме- чание
1Г2.8	ТУ РБ 05550283.055-98	Кран шаровой фланцевый КШ DN 100/78-0,6Ф	3	26	
1Г2.9	ТУ ВУ 1002700876.130-2006	Регулятор давления комбинированный РГК-100-01 DN 100	1	90	
1Г2.10	ГОСТ 17378-2001	Переход концентрический К-2-219×6,0-108×4,0 сталь 20	1	2,9	
1Г2.11	ТУ РБ 03973239.011-99	Кран шаровой 11Б27п4 DN 15	2	0,23	
1Г2.12	ТУ РБ 03973239.011-99	Кран шаровой 11Б27п4 DN 25	4	0,52	
1Г2.13	ТУ ВУ 100270876.155-2010	Предохранительный сбросной клапан ПСК-25-03 DN 25	1	2,5	
1Г2.14	ТУ РБ 05550283.055-98	Кран шаровой фланцевый КШ DN 50/39-0,6Ф	2	14	
1Г2.15	ТУ 3712-028- 05749381-2002	Кран трехходовой 11Б38бк DN 15	5	0,27	
1Г2.16	ТУ 25-0210.028-86	Термометр самопишущий ТГС- 712 М (минус 50 – плюс 50 °С)	1	7	
1Г2.17	ТУ 25-2021.010-89	Термометр технический ТТ П-2 МК 1 240 66 прямой (минус 35 – плюс 50 °С) с оправой защитной ОЗТС1-П-100-300 по ТУ ВУ 101472320.003-2005	1	–	
1Г2.18	ТУ РБ 37388602.002-96	Манометр показывающий МП100М5 (0–0,40 МПа)	2	0,22	
1Г2.19	ТУ 311-0225626.111-91	Манометр самопишущий МТ2С-711М1-0-400 кПа	1	9	
1Г2.20	ТУ 311-0225626.111-91	Манометр самопишущий МТС-711М1-0-60 кПа	1	9	
1Г2.21	ТУ РБ 37388602.002-96	Напоромер показывающий НП100М-40 кПа	1	0,5	
1Г2.22	ТУ ВУ 100270876.147-2008	Кран шаровой фланцевый КШ DN 200/144-0,6Ф	1	55	

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Газораспределение и газопотребление = Газаразмеркаванне і газаспажыванне : СН 4.03.01–2019. – Взамен ТКП 45-4.03-267–2012, ТКП 45-4.03-257–2012 (в части проектирования газопроводов из полиэтиленовых труб); введ. 21.09.2020. – Минск : Мин-во архитектуры и строительства Респ. Беларусь, 2020. – 110 с.
2. Градостроительство. Населенные пункты. Нормы планировки и застройки = Горадабудаўніцтва. Населеныя пункты. Нормы планіроўкі і забудовы : ТКП 45-3.01-116–2008\* (02250). – Взамен СНБ 3.01.04–02 ; введ. 01.07.09. – Минск : Мин-во архитектуры и Респ. Беларусь, 2018. – 25 с.
3. Жилые здания = Жылыя будынкi : СН 3.02.01–2019. – Взамен ТКП 45-3.04-324–2018 (33020); введ. 08.09.20. – Минск : Мин-во архитектуры и Респ. Беларусь, 2020. – 252 с.
4. Ионин, А. А. Газоснабжение : учеб. для вузов / А. А. Ионин. – 4-е изд., перераб и доп. – М. : Стройиздат, 1989. – 439 с.
5. Ионин, А. А. Теплоснабжение : учеб. для вузов / А. А. Ионин [и др.]; под. ред. А. А. Ионина. – М. : Стройиздат, 1982. – 336 с.
6. Коршак, А. А. Проектирование систем газораспределения : учеб. пособие / А. А. Коршак, Е. А. Любин, Г. Х. Самигуллин ; под. ред. А. А. Коршака. – Ростов н/Д : Феникс, 2017. – 391 с.
7. Методика определения количеств тепловой энергии и теплоносителя в водяных системах коммунального теплоснабжения (практическое пособие к Рекомендациям по организации учета тепловой энергии и теплоносителей на предприятиях, в учреждениях и организациях жилищно-коммунального хозяйства и бюджетной сферы) : МДС 41–4.2000. – Введ. 06.05.00 ; заверш. 02.12.14. – М. : Роскоммунэнерго, 2000. – 33 с.
8. Одельский, Э. Х. Газоснабжение / Э. Х. Одельский. – 2-е изд., перераб. – Минск : Высшая школа, 1966. – 336 с.
9. Сосуды, работающие под давлением. Клапаны предохранительные. Требования безопасности : ГОСТ 12.2.085–2002. – Взамен ГОСТ 12.2.085–82 ; введ. 01.07.03. – М. : Стандартиформ, 2007. – 15 с.
10. Статистический ежегодник Республики Беларусь 2017 : статистический сборник / И. В. Медведева [и др.]. – Минск : Национальный статистический комитет РБ, 2017. – 506 с.

11. Строительная климатология : Изменение №1 СНБ 2.04.02–2000 = Будаўнічая кліматалогія : Змяненне №1 БНБ 2.04.02–2000. – Введ. 01.07.07. – Минск : Мин-во архитектуры и строительства Респ. Беларусь, 2007. – 35 с.
12. Тепловые сети = Цеплавныя сеткі : СН 4.02.01–2019. – Взамен ТКП 45-4.02-322–2018 (33020) ; введ. 23.08.20. – Минск : Мин-во архитектуры и строительства Респ. Беларусь, 2020. – 46 с.
13. Шибeko, А. С. Газоснабжение : учеб. пособие / А. С. Шибeko. – СПб. : Лань, 2019. – 520 с.
14. Теплоснабжение и вентиляция. Курсовое и дипломное проектирование / Б. М. Хрусталев [и др.] ; под ред. проф. Б. М. Хрусталева. – М. : Изд-во АСВ, 2008. – 784 с.
15. Система проектной документации для строительства. Основные требования к документации строительного проекта = Сістэма праектнай дакументацыі для будаўніцтва. Асноўныя патрабаванні да дакументацыі будаўнічага праекту : СТБ 2262–2012. – Взамен ГОСТ 21.101–93 ; введ. 01.07.12. – Минск : Госстандарт, 2012. – 41 с.
16. Система проектной документации для строительства. Условные обозначения элементов трубопроводных систем зданий и сооружений = Сістэма праектнай дакументацыі для будаўніцтва. Умоўныя абазначэнні элементаў трубаправодных сістэм будынкаў і збудаванняў : ГОСТ 21.205–2006. – Взамен ГОСТ 21.205–93 ; введ. 01.08.18. – Минск : Госстандарт, 2017. – 23 с.

## ПРИЛОЖЕНИЯ

### Приложение А

#### Основные характеристики газов

Показатели		Значение показателей для					
		метана CH <sub>4</sub>	этана C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	пропана C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	н-бутана C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	н-пентана C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	водорода H <sub>2</sub>
Молекулярная масса $M \cdot 10^3$ , кг/моль		16,043	30,070	44,097	58,123	72,150	2,016
Плотность при давлении 0,101 МПа, кг/м <sup>3</sup>	$\rho_0$ при 0 °С	0,7175	1,3551	2,0098	2,7091	3,5065	0,0899
	$\rho_{ст}$ при 20 °С	0,6682	1,2601	1,8641	2,4956	3,1739	0,0838
Относительная плотность по воздуху $s$		0,5549	1,0481	1,5545	2,0953	2,7121	0,0695
Низшая теплота сгорания $Q_n$	объемная, кДж/м <sup>3</sup>	35818	63760	91180	118610	146000	10777
	массовая, кДж/кг	50043	47530	46350	45740	43360	119830
Высшая теплота сгорания $Q_v$	объемная, кДж/м <sup>3</sup>	39840	69790	99200	128660	158070	12788
	массовая, кДж/кг	55662	52020	50440	49620	49100	142190
Кинематический коэффициент вязкости при 0 °С $\nu_0 \cdot 10^6$ , м <sup>2</sup> /с		14,49	6,35	3,73	2,52	1,81	92,99
Пределы воспламенения при 0 °С и 0,101 МПа, % об.	нижний $L_n$	5,0	3,0	2,0	1,7	1,35	4,0
	верхний $L_v$	15,0	12,5	9,5	8,5	8,0	75,0
Удельная изобарная массовая теплоемкость при 0 °С $c_p$ , кДж/(кг·К)		2,171	1,651	1,554	1,596	1,600	14,238



Показатели		Значение показателей для					
		оксида углерода CO	сероводорода H <sub>2</sub> S	углекислого газа CO <sub>2</sub>	кислорода O <sub>2</sub>	азота N <sub>2</sub>	воздуха
Молекулярная масса $M \cdot 10^3$ , кг/моль		28,010	34,082	44,010	31,999	28,014	28,963
Плотность при давлении 0,101 МПа, кг/м <sup>3</sup>	$\rho_0$ при 0 °С	1,2505	1,5359	1,9773	1,4420	1,2504	1,2929
	$\rho_{ст}$ при 20 °С	1,1649	1,4311	1,8393	1,3312	1,1649	1,2044
Относительная плотность по воздуху $s$		0,9672	1,1879	1,5294	1,1153	0,9669	1,0000
Низшая теплота сгорания $Q_n$	объемная, кДж/м <sup>3</sup>	12620	23100	–	–	–	–
	массовая, кДж/кг	10100	15190	–	–	–	–
Высшая теплота сгорания $Q_v$	объемная, кДж/м <sup>3</sup>	12620	25120	–	–	–	–
	массовая, кДж/кг	10100	16520	–	–	–	–
Кинематический коэффициент вязкости при 0 °С $\nu_0 \cdot 10^6$ , м <sup>2</sup> /с		13,26	7,53	7,10	13,47	13,34	13,28
Пределы воспламенения при 0 °С и 0,101 МПа, % об.	нижний $L_n$	12,5	4,3	–	–	–	–
	верхний $L_v$	74,0	45,5	–	–	–	–
Удельная изобарная массовая теплоемкость при 0 °С $c_p$ , кДж/(кг·К)		1,042	0,993	0,819	0,920	1,042	1,008

## Приложение Б

### Коэффициенты часового максимума на хозяйственно-бытовые нужды [1, табл. 4]

Число жителей, снабжаемых газом, тыс. человек	Коэффициент часового максимума расхода газа (без отопления)
1	1/1500
2	1/1700
4	1/1800
6	1/1900
10	1/2000
20	1/2200
30	1/2400
40	1/2500
50	1/2600
100	1/2800
300	1/3000
500	1/3300
750	1/3500
1000	1/3700
2000 и более	1/4700

### Для бань, прачечных, предприятий общественного питания, предприятий по производству хлеба и кондитерских изделий [1, табл. 5]

Предприятия	Коэффициент часового максимума расхода газа
Баня (с учетом расхода на отопление и вентиляцию)	1/2700
Прачечные (с учетом расхода на отопление и вентиляцию)	1/2900
Общественного питания	1/2000
По производству хлеба и кондитерских изделий	1/6000

## По отраслям промышленности [1, табл. Б.1]

Отрасль промышленности	Коэффициент часового максимума расхода газа		
	в целом по предприятию	по котельным	по промышленным печам
Винодельческая	1/5700	1/5700	–
Деревообрабатывающая	1/5400	1/5400	–
Кожевенно-галантерейная	1/4800	1/4800	–
Машиностроение	1/2700	1/2600	1/3200
Мукомольно-крупяная	1/3500	1/3600	1/3200
Обувная	1/3500	1/3500	–
Пивоваренная	1/5400	1/5200	1/6900
Пищевая	1/5700	1/5900	1/4500
Полиграфическая	1/4000	1/3900	1/4200
Радиопромышленность	1/3600	1/3300	1/5500
Резиноасбестовая	1/5200	1/5200	–
Станкостроительная и инструментальная	1/2700	1/2900	1/2600
Строительных материалов	1/5900	1/5500	1/6200
Судостроительная	1/3200	1/3100	1/3400
Табачная	1/3850	1/3850	–
Текстильная	1/4500	1/4500	–
Фарфоро-фаянсовая	1/5200	1/3900	1/6500
Химическая	1/5900	1/5600	1/7300
Цветная металлургия	1/3800	1/3100	1/5400
Целлюлозно-бумажная	1/6100	1/6100	–
Черная металлургия	1/6100	1/5200	1/7500
Швейная	1/4900	1/4900	–
Электротехническая	1/3800	1/3600	1/5500

## Приложение В

### Нормы расхода теплоты на бытовые и коммунально-бытовые нужды [1, табл. 2]

Потребители газа и назначение потребляемого газа	Показатель потребления газа	Норма Расхода теплоты $W_{\text{год}}$ , кДж
<b>1. Жилые дома</b>		
При наличии в квартире газовой плиты и централизованного горячего водоснабжения при газоснабжении природным газом (СУГ)	1 человек в год	$1,86 \cdot 10^6 (1,69 \cdot 10^6)$
При наличии в квартире газовой плиты и газового водонагревателя (без централизованного горячего водоснабжения) при газоснабжении природным газом (СУГ)		$5,30 \cdot 10^6 (4,84 \cdot 10^6)$
При наличии в квартире газовой плиты и отсутствии централизованного горячего водоснабжения и газового водонагревателя при газоснабжении природным газом (СУГ)		$3,05 \cdot 10^6 (2,81 \cdot 10^6)$
<b>2. Предприятия бытового обслуживания населения</b>		
<b>2.1. Фабрики-прачечные:</b>		
на стирку белья в механических прачечных	1 т сухого белья	$8,80 \cdot 10^6$
на стирку белья в немеханизированных прачечных с сушильными шкафами		$12,60 \cdot 10^6$
на стирку белья в механизированных прачечных, включая сушку и глажение		$18,80 \cdot 10^6$
<b>2.2. Дезинфекционные камеры:</b>		
на дезинфекцию белья и одежды в паровых камерах	1 т сухого белья	$2,24 \cdot 10^6$
на дезинфекцию белья и одежды в горячевоздушных камерах		$1,26 \cdot 10^6$
<b>2.3. Бани:</b>		
мытьё без ванн	1 помывка	$0,04 \cdot 10^6$
мытьё в ваннах		$0,05 \cdot 10^6$

Потребители газа и назначение потребляемого газа	Показатель потребления газа	Норма расхода теплоты $W_{\text{год}}$ , кДж
3. Столовые, рестораны и кафе		
на приготовление обедов (вне зависимости от пропускной способности предприятия)	1 обед	$0,0042 \cdot 10^6$
на приготовление завтраков и ужинов	1 завтрак или 1 ужин	$0,0021 \cdot 10^6$
4. Больницы и родильные дома		
на приготовление пищи	1 койка в год	$3,20 \cdot 10^6$
на приготовление горячей воды для хозяйственно-бытовых нужд и лечебных процедур (без стирки белья)		$9,20 \cdot 10^6$
5. Хлебозаводы, хлебокомбинаты, пекарни		
на выпечку формового хлеба	1 тонна изделий	$2,50 \cdot 10^6$
на выпечку подового хлеба, батонов, булок, сдобы		$5,45 \cdot 10^6$
на выпечку кондитерских изделий (тортов, пирожных, печенья, пряников и т. п.)		$7,75 \cdot 10^6$
6. Школы, вузы, технику и прочие учебные заведения		
на лабораторные нужды	1 учащийся в год	$50,00 \cdot 10^6$
7. Сельские поселения		
Приготовление кормов для животных с учетом запаривания грубых кормов, корнеплодов и клубнеплодов	1 лошадь в год	$1,70 \cdot 10^6$
	1 корова в год	$8,40 \cdot 10^6$
	1 свинья в год	$4,20 \cdot 10^6$
Подогрев воды животным для питья и санитарных целей	1 животное в год	$0,42 \cdot 10^6$

Примечание – для жилых домов нормы расхода, приведенные в таблице, учитывают расход теплоты на стирку белья в домашних условиях.

## Приложение Г

### Технические характеристики некоторых водогрейных котлов и устанавливаемых на них горелок (согласно данным производителей)

Поз.	Марка котла	Теплопроизводительность $W_k$ , МВт	КПД $\eta$ , %	Горелка	Давление газа перед горелкой, кПа
ОАО «Минский завод отопительного оборудования» (г. Минск, РБ)					
К1	КВа-0,4Гн	0,4	91	ГБЛ-0,45 Р	3,5
К2	КВа-0,63Гн	0,63	91	ГБЛ-0,7 Р	4,2
К3	КВа-1,0Гн	1,0	91	ГБЛ-1,2 Д	4,7
ОАО «ГСКБ» (г. Брест, РБ)					
К4	КВ-0,36	0,36	94	ГБГ-0,85	4 или 40
К5	КВ-0,75	0,75	93,5	ГБГ-0,85	4 или 40
К6	КВ-1,25М	1,25	92,5	ГБГ-1,2	4 или 40
К7	КВ-1,25МВ	1,25	94	ГБГ-1,2	4 или 40
К8	КВ-3,0Г	3,0	95	ГБГ-3,5	4 или 40
К9	КВ-4,0	4,0	95	ГБГ-5,0	4 или 40
К10	КВ-6,0	6,0	95	ГБГ-7,0	4 или 40
К11	КВ-8,0	8,0	95	ГБГ-9,0	4 или 40
К12	КВ-10,0	10,0	95	ГБГ-11,0	4 или 40
АО «Бийский котельный завод» (г. Бийск, РФ)					
К13	КВЕ-0,7-115Гн (КВ-0,7Гн)	0,7	86	ГГ-1	1,22
К14	КВЕ-0,7-115ГМ (КВ-0,7Гн/М)	0,7	86	РГМГ-1М	1,22
К15	ДЕВ-1,4-95-115Г (КВ-1,6Г)	1,6	91	ГГ-2	2,2
К16	ДЕВ-1,4-95-115ГМ (КВ-1,6ГМ)	1,6	91	РГМГ-2М	2,2
К17	ДЕВ-4-14ГМ-О (КВ-ГМ-2,9-150С)	2,9	92	ГМ-2,5	25
К18	ДЕВ-6,5-14ГМ-О (КВ-ГМ-4,65-150С)	4,65	93	ГМ-4,5	25
К19	КВ-ГМ-4,65-150 (КВ-ГМ-4-150)	4,65	92	РГМГ-4	18
К20	ФОХ-4-115ГМ (КВ-ГМ-4,65-115)	4,65	89	ГМ-4,5	25

Продолжение прил. Г

Поз.	Марка котла	Теплопроизводительность $W_{к}$ , МВт	КПД $\eta$ , %	Горелка	Давление газа перед горелкой, кПа
К21	FOX-4-115НГМ (КВ-ГМ-4,65-115Н)	4,65	89	G50/2-А	1,8
К22	FOX-6,5-115ГМ (КВ-ГМ-7,56-115)	7,56	89	ГМ-7,0	25
К23	ДЕВ-10-14ГМ-О (КВ-ГМ-7,56-150С)	7,56	93	ГМ-7,0	25
К24	КВ-ГМ-6,5-150 (КВ-ГМ-7,56-150)	7,56	92	РГМГ-7	18
К25	FOX-10-115ГМ (КВ-ГМ-11,63-115)	11,63	89	ГМ-10	25
К26	ДЕВ-16-14ГМ-О (КВ-ГМ-11,63-150С)	11,63	93	ГМ-10	25
К27	КВ-ГМ-10-150 (КВ-ГМ-11,63-150)	11,63	92	РГМГ-10	18,62
К28	ДЕВ-25-14ГМ-О (КВ-ГМ-17,4-150С)	17,4	93	ГМ-16	25
К29	КВ-ГМ-20-150 (КВ-ГМ-23,26-150)	23,26	92	РГМГ-20	33,32
К30	КВ-ГМ-30-150 (КВ-ГМ-35-150)	35,0	91	РГМГ-30	40
К31	ПТВМ-50 (КВ-ГМ-58,2-150)	58,2	92	12 МГМГ-6	9,7
ООО ПФ «Псковский котельный завод» (г. Псков, РФ)					
К32	КВ-ГМ-1,1-115	1,1	94,1	ГБЛ-1,2	4-45
К33	КВ-ГМ-1,6-115	1,6	93,8	ГБЛ-1,9	4-45
К34	КВ-ГМ-2,0-115	2,0	93,7	ГБЛ-2,2	20-45
К35	КВ-ГМ-2,5-115	2,5	94,1	ГБЛ-2,8	20-45
К36	КВ-ГМ-3,15-115	3,15	93,0	ГБЛ-3,5	20-45
К37	КВ-ГМ-4,65-115	4,65	94,4	ГБЛ-5,0	20-45
К38	КВ-ГМ-4,65-150	4,65	93,8	ГБЛ-5,0	20-45
К39	КВ-ГМ-7,56-115	7,56	93,0	РГМГ-7	18
К40	КВ-ГМ-7,56-150	7,56	92,9	РГМГ-7	18
К41	КВ-ГМ-11,63-115	11,63	94,2	РГМГ-10	18,62
К42	КВ-ГМ-11,63-150	11,63	93,0	РГМГ-10	18,62

Продолжение прил. Г

Поз.	Марка котла	Теплопроизводительность $W_{к}$ , МВт	КПД $\eta$ , %	Горелка	Давление газа перед горелкой, кПа
К43	КВ-ГМ-20,0-115	20,0	93,2	РГМГ-20	33,32
К44	КВ-ГМ-20,0-150	20,0	94,2	РГМГ-20	33,32
ООО «Ижевский котельный завод» (г. Ижевск, РФ)					
К45	IGNIS F-400 (КВa-0,4 ГМ)	0,4	91	MAX GAS 500 PAB TC	1,7–30
К46	IGNIS R-500 (КВa-0,5 Г)	0,5	91	NG550 M-.PR.S. RU.A.7.32	2,6–36
К47	IGNIS F-600 (КВa-0,6 ГМ)	0,6	91	GP-50H	10
К48	IGNIS R-750 (КВa-0,75 Г)	0,75	92	P65 M-.PR.S. RU.A.7.50	36
К49	IGNIS F-800 (КВa-0,8 ГМ)	0,8	92	GP-80H	10
К50	IGNIS R-1000 (КВa-1,0 Г)	1,0	92	P71 M-.PR.S. RU.A.8.50	36
К51	IGNIS F-1000 (КВa-1,0 Г)	1,0	92	VG6.1600 DP KN 1.1/4"-Rp2'	2–30
К52	IGNIS F-1250 (КВa-1,25 Г)	1,25	92	VG6.1600 DP KN 1.1/4"-Rp2'	2–30
К53	IGNIS G-1400 (КВa-1,4 Г)	1,4	92	BLU 1700.1 PR TC	4–30
К54	IGNIS R-1500 (КВa-1,5 Г)	1,5	92	R75A M-.PR.S. RU.A.8.50	36
К55	IGNIS F-1500 (КВa-1,5 Г)	1,5	92	TBG 210 MC	3–35
К56	IGNIS G-1800 (КВa-1,8 Г)	1,8	92	BLU 3000.1 PR TC	2,2–70
К57	IGNIS R-2000 (КВa-2,0 Г)	2,0	92	R91A M-.PR.S. RU.A.8.50.EA	50
К58	IGNIS F-2000 (КВa-2,0 Г)	2,0	92	TBG 260 ME	4–36
К59	IGNIS R-2300 (КВa-2,3 Г)	2,3	92	BLU 3000.1 PR TC	2,2–70



Продолжение прил. Г

Поз.	Марка котла	Теплопроизводительность $W_{к}$ , МВт	КПД $\eta$ , %	Горелка	Давление газа перед горелкой, кПа
K60	IGNIS F-2500 (KBa-2,5 Г)	2,5	92	GP-280M	10
K61	IGNIS G-2900 (KBa-2,9 Г)	2,9	92	R93A M-.PR.S. RU.A.8.50.EA	50
K62	IGNIS S-3000 (KBa-3,0-1,0 Г)	3,0	92	BLU 4000.1 PR TC	3–70
K63	IGNIS F-3000 (KBa-3,0 Г)	3,0	92	GP-280M	10
K64	IGNIS F-3500 (KBa-3,5 Г)	3,5	92	GP-400MI	15
K65	IGNIS G-3500 (KBa-3,5 Г)	3,5	92	BLU 5000.1 PR TC	3,5–50
K66	IGNIS S-3500 (KBa-3,5-1,0 Г)	3,5	92	BLU 5000.1 PR TC	3,5–50
K67	IGNIS F-4000 (KBa-4,0 Г)	4,0	92	GP-400MI	15
K68	IGNIS S-4000 (KBa-4,0-1,0 Г)	4,0	92	BLU 6000.1 PR TC	5–50
K69	IGNIS G-4200 (KBa-4,2 Г)	4,2	92	BLU 6000.1 PR TC	5–50
K70	IGNIS F-4500 (KBa-4,5 Г)	4,5	92	BGN 510 ME	50
K71	IGNIS S-4500 (KBa-4,5-1,0 Г)	4,5	92	BLU 6000.1 PR TC	5–50
K72	IGNIS F-5000 (KBa-5,0 Г)	5,0	92	GI 700 ME	50
K73	IGNIS G-5000 (KBa-5,0 Г)	5,0	92	BLU 7000.1 PR TC	6–70
K74	IGNIS S-5000 (KBa-5,0-1,0 Г)	5,0	92	BLU 7000.1 PR TC	6–70
K75	IGNIS F-5500 (KBa-5,5 Г)	5,5	92	GI 700 ME	50
K76	IGNIS S-5500 (KBa-5,5-1,0 Г)	5,5	92	BLU 7000.1 PR TC	6–70

Продолжение прил. Г

Поз.	Марка котла	Теплопроизводительность $W_{к}$ , МВт	КПД $\eta$ , %	Горелка	Давление газа перед горелкой, кПа
K77	IGNIS F-6000 (КBa-6,0 Г)	6,0	92	GI 700 ME	50
K78	IGNIS S-6000 (КBa-6,0-1,0 Г)	6,0	92	BLU 8000.1 PR TC	8,5–70
K79	IGNIS F-6500 (КBa-6,5 Г)	6,5	92	TBG 800 ME	50
K80	IGNIS S-6500 (КBa-6,5-1,0 Г)	6,5	92	BLU 8000.1 PR TC	8,5–70
K81	IGNIS F-7000 (КBa-7,0 Г)	7,0	92	BLU 8000.1 PR TC	8,5–70
K82	IGNIS S-7000 (КBa-7,0-1,0 Г)	7,0	92	BLU 8000.1 PR TC	8,5–70
K83	IGNIS F-7500 (КBa-7,5 Г)	7,5	92	TBG 1100 ME	50
K84	IGNIS S-7500 (КBa-7,5-1,0 Г)	7,5	92	BLU 10000.1 PR TC	11,5–70
K85	IGNIS F-8000 (КBa-8,0 Г)	8,0	92	TBG 1100 ME	50
K86	IGNIS F-9000 (КBa-9,0 Г)	9,0	92	TBG 1100 ME	50
K87	IGNIS F-10000 (КBa-10,0 Г)	10,0	92	BLU 12000.1 PR TC	17,5–70
ООО «ЭНТРОПОС» (г. Санкт-Петербург, РФ)					
K88	ТТ100	5	94	GKP-500M	15
K89	ТТ100	5,4	94	GKP-600M	15
K90	ТТ100	6	94	GKP-700M	15
K91	ТТ100	6,5	94	GKP-700M DN80	15
K92	ТТ100	7	94	GKP-700M DN80	15
K93	ТТ100	8	94	GP-700M-II DN100	15
K94	ТТ100	8,7	94	GKP-700 M-III DN100	15
K95	ТТ100	10	94	GKP-1000 M DN100	20

Продолжение прил. Г

Поз.	Марка котла	Теплопроизводительность $W_{к}$ , МВт	КПД $\eta$ , %	Горелка	Давление газа перед горелкой, кПа
K96	ТТ100	12	94	GKP-1200 M DN100	20
K97	ТТ100	13,5	94	GKP-1600ME DN125	20
K98	ТТ100	15	94	GKP-1600ME DN125	20
K99	ТТ100	16,5	94	GKP-2000ME DN125	20
АО «Дорогобужкотломаш» (г. Дорогобуж, РФ)					
K100	KB-Г-0,63-90H (VT-630)	0,63	92	ГБЛ-0,7	3–45
K101	KB-Г-1,1-90H (VT-1100)	1,1	92	ГБЛ-1,2	4–45
K102	KB-Г-2,0-90H (VT-2000)	2,0	92	ГБЛ-2,2	20–45
K103	KB-Г-0,4-95H	0,4	91	ГГВ-50	1,96 или 29,4
K104	KB-Г-0,8-95H	0,8	91	ГГВ-75	1,96 или 29,4
K105	KB-Г-4,65-95H	4,65	93,3	ГГВ-500	1,96 или 29,4
K106	KB-Г-7,56-95H	7,56	92,8	ГГВ-750	1,96 или 29,4
K107	KB-ГМ-1,16-95H (Смоленск-1)	1,16	92,6	ГБЛ-1,2 P	4–45
K108	KB-ГМ-2,32-95H (Смоленск-2)	2,32	92,8	ГБЛ-3,5	20–45
K109	KB-ГМ-3,48-95H (Смоленск-3)	3,48	92,8	ГБЛ-5,0	20–45
K110	KB-ГМ-4,65-150	4,65	92,2	РГМГ-4	18
K111	KB-ГМ-7,56-150	7,56	92,2	РГМГ-7	18
K112	KB-ГМ-11,63-150H	11,63	94	ГМГР-12	24
K113	KB-ГМ-11,63-115H	11,63	95,5	ГМГР-12	24
K114	KB-Г-9,65-150	9,5	92,5	2 ГМГР-6	20
K115	KB-Г-14-150	14	92,5	2 ГМГР-6	20
K116	KB-ГМ-58,2-150	58,2	94,3	2 РГМГ-20/ 2 ПГМГ-30	58/56

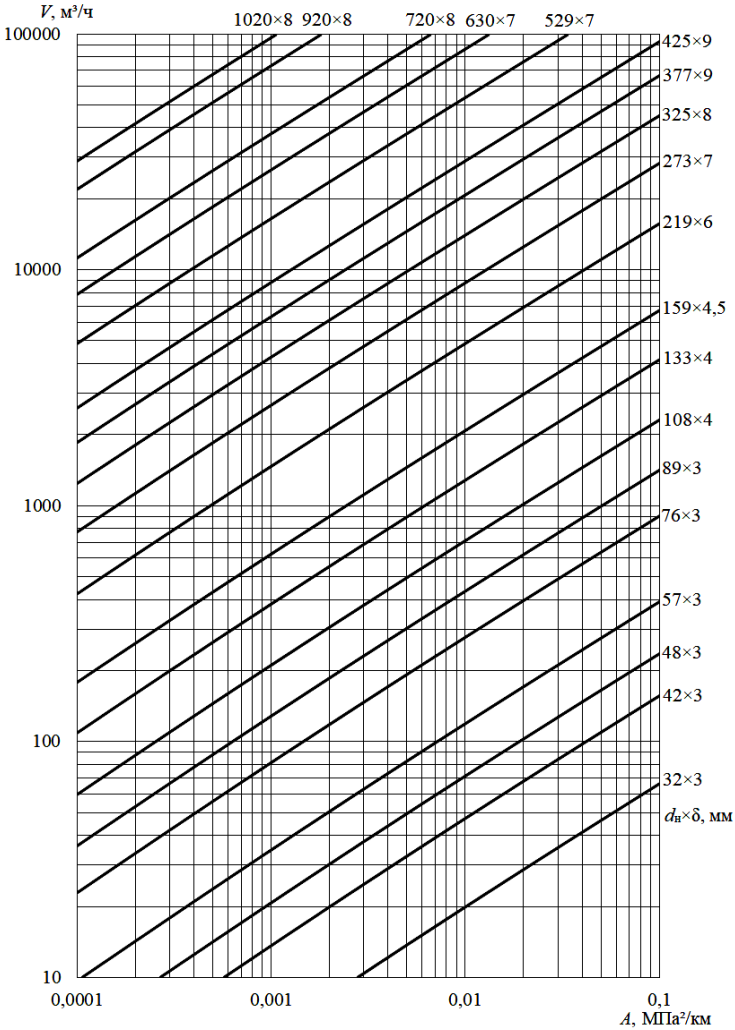
Продолжение прил. Г

Поз.	Марка котла	Теплопроизводительность $W_k$ , МВт	КПД $\eta$ , %	Горелка	Давление газа перед горелкой, кПа
К117	КВ-ГМ-116,3-150	116,3	93,2	3 РГМГ-30/ 3 ПГМГ-40	40,18/41
К118	КВ-ГМ-139,6-150	139,6	92,5	4 ГГРУ-3500/ 4 ГМГР-35	29,4/35
К119	КВ-ГМ-35-150 (ПТВМ-30М), КВ-ГМ-35-150С (ПТВМ-30МС)	35	91,8	6 МГМГ-6	9,7
К120	КВ-ГМ-58,2-150 (ПТВМ-50)	58,2	92,8	12 МГМГ-6	9,7
К121	КВ-ГМ-69,8-150 (ПТВМ-60)	69,8	91,7	12 ГМГР-10	24
К122	КВ-ГМ-116,3-150 (ПТВМ-100)	116,3	92,3	16 МГМГ-8	9,7
К123	КВ-ГМ-139,6-150 (ПТВМ-120)	139,6	88,6	16 ГМГР-10	24
К124	КВ-ГМ-69,8-150 (ПТВМ-60Э)	69,8	91,86	8 ГМГР-12	24
К125	КВ-ГМ-139,6 (ПТВМ-120Э)	139,6	92,4	16 ГМГР-12	24
К126	КВ-ГМ-209-150 (ПТВМ-180)	209	91	20 ГМГР-10	24
ЗАО «ЗИОСАБ» (г. Подольск, РФ)					
К127	ЗИОСАБ 350	0,35	91	ГБЛ-0,45 Р	2–45
К128	ЗИОСАБ 500	0,5	91	ГБЛ-0,7	3–45
К129	ЗИОСАБ 750	0,75	91,5	ГБЛ-0,85 Р	3–45
К130	ЗИОСАБ 1000	1,0	91,5	ГБЛ-1,2	4–45
К131	ЗИОСАБ 1600	1,6	92	ГБЛ-1,9	4–45
К132	ЗИОСАБ 2000	2,0	92	ГБЛ-2,2	20–45
К133	ЗИОСАБ 2500	2,5	92	ГБЛ-2,8	20–45
К134	ЗИОСАБ 3000	3,0	92	ГБЛ-3,5	20–45
ICI CALDAIE S.p.A (г. Верона, Италия)					
К135	TNX 3000	3,0	92	BLU 3000.1 PR	2,2–70
К136	TNX 3500	3,5	92	BLU 4000.1 PR	3–70

## Окончание прил. Г

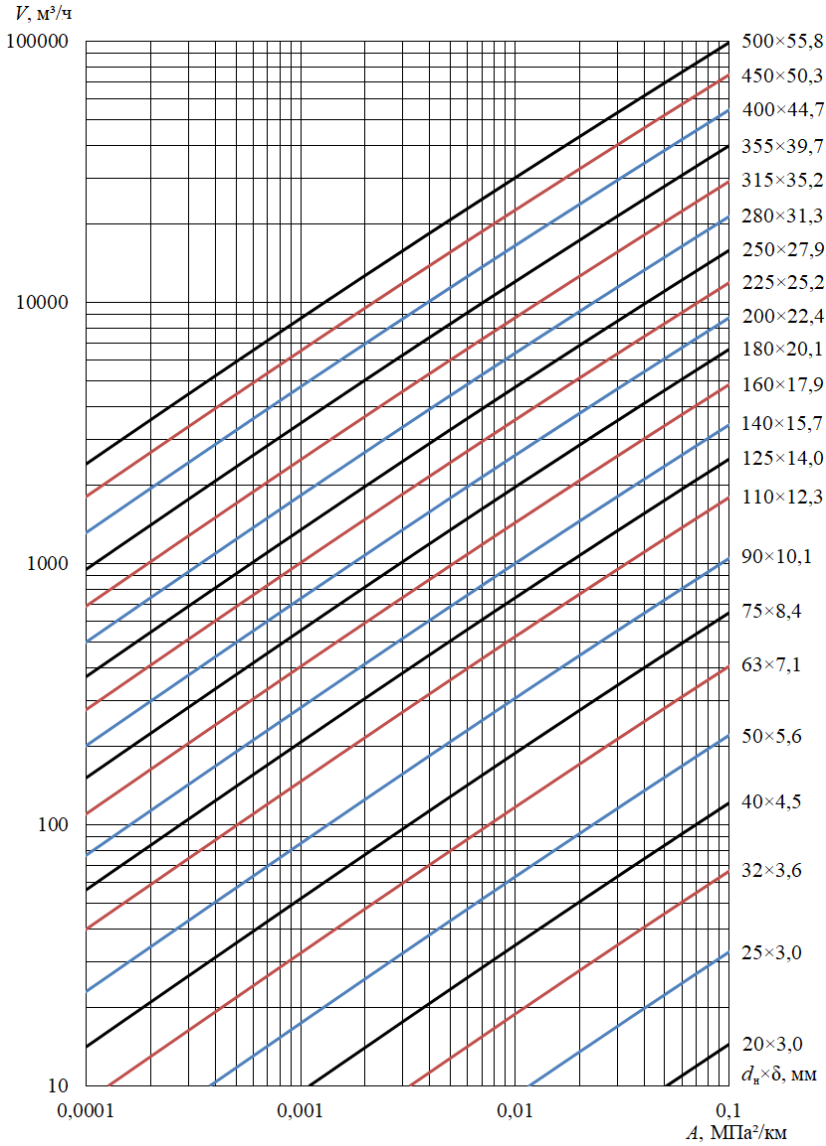
Поз.	Марка котла	Теплопроизводительность $W_k$ , МВт	КПД $\eta$ , %	Горелка	Давление газа перед горелкой, кПа
K137	TNX 4000	4,0	92	BLU 5000.1 PR	3,5–70
K138	TNX 5000	5,0	92	BLU 6000.1 PR	5–70
K139	TNX 6000	6,0	92	BLU 7000.1 PR	6–70
K140	TNX 7000	7,0	92	BLU 7000.1 PR	6–70
K141	TNX EN 8000	8,0	92	BLU 8000.1 PR	8,5–70
K142	TNX EN 9000	9,0	92	BLU 10000.1 PR	11,5–70
K143	TNX EN 10000	10,0	92	BLU 10000.1 PR	11,5–70
K144	TNX EN 11000	11,0	92	BLU 13000.1 PR	17,5–70
K145	TNX EN 12000	12,0	92	BLU 13000.1 PR	17,5–70
K146	TNX EN 13000	13,0	92	BLU 13000.1 PR	17,5–70
K147	TNX EN 14000	14,0	92	BLU 15000.1 PR	15–70
K148	TNX EN 15000	15,0	92	BLU 15000.1 PR	15–70
K149	TNX EN 16000	16,0	92	BLU 18000.1 PR	15–70
K150	TNX EN 17000	17,0	92	BLU 18000.1 PR	15–70
K151	TNX EN 18000	18,0	92	TBG 2000 MC	12–50
K152	TNX EN 19000	19,0	92	TBG 2000 MC	13–50
K153	TNX EN 20000	20,0	92	TBG 2000 MC	14–50

Номограммы для расчета газопроводов  
среднего и высокого давлений



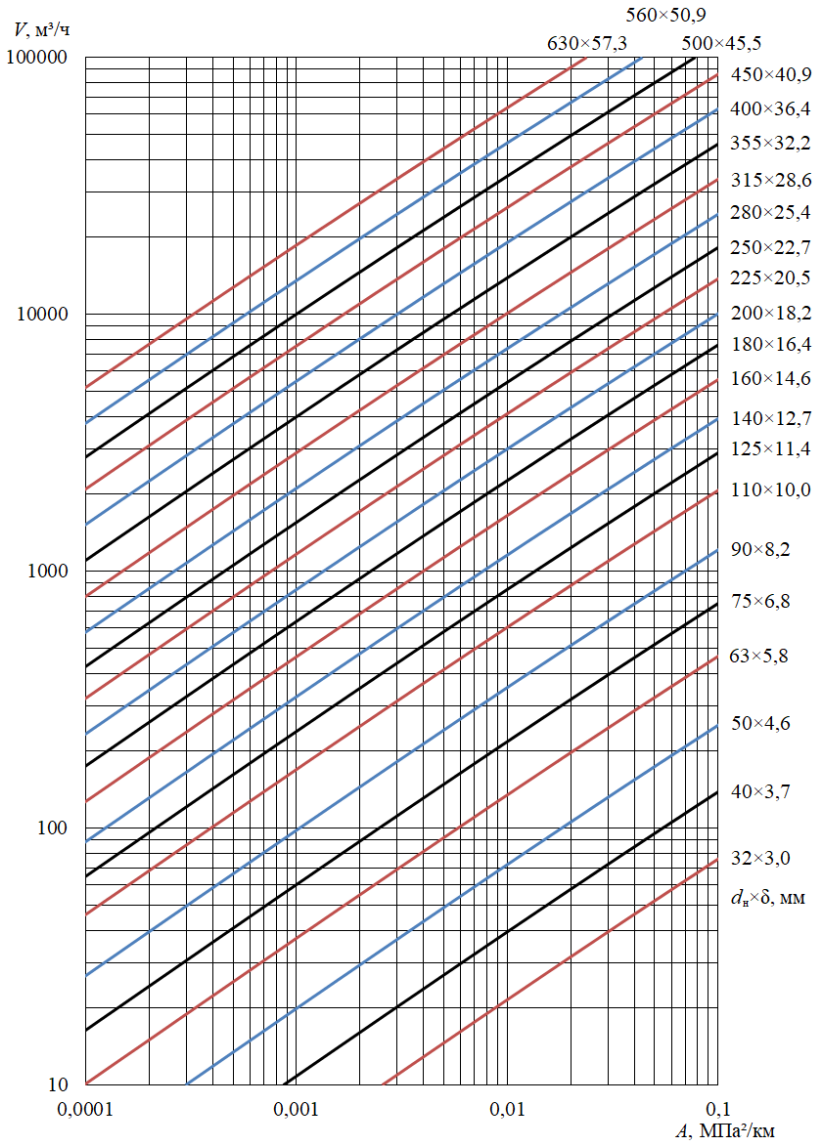
Стальные трубы при  $k_{\text{эКВ}} = 0,1 \text{ мм}$   
(природный газ с  $\rho_0 = 0,73 \text{ кг/м}^3$  и  $\nu = 14,3 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$ )

Продолжение прил. Д



Полиэтиленовые трубы  $\text{SDR} 9$  при  $k_{\text{кв}} = 0,02$  мм  
 (природный газ с  $\rho_0 = 0,73$   $\text{кг}/\text{м}^3$  и  $\nu = 14,3 \cdot 10^{-6}$   $\text{м}^2/\text{с}$ )

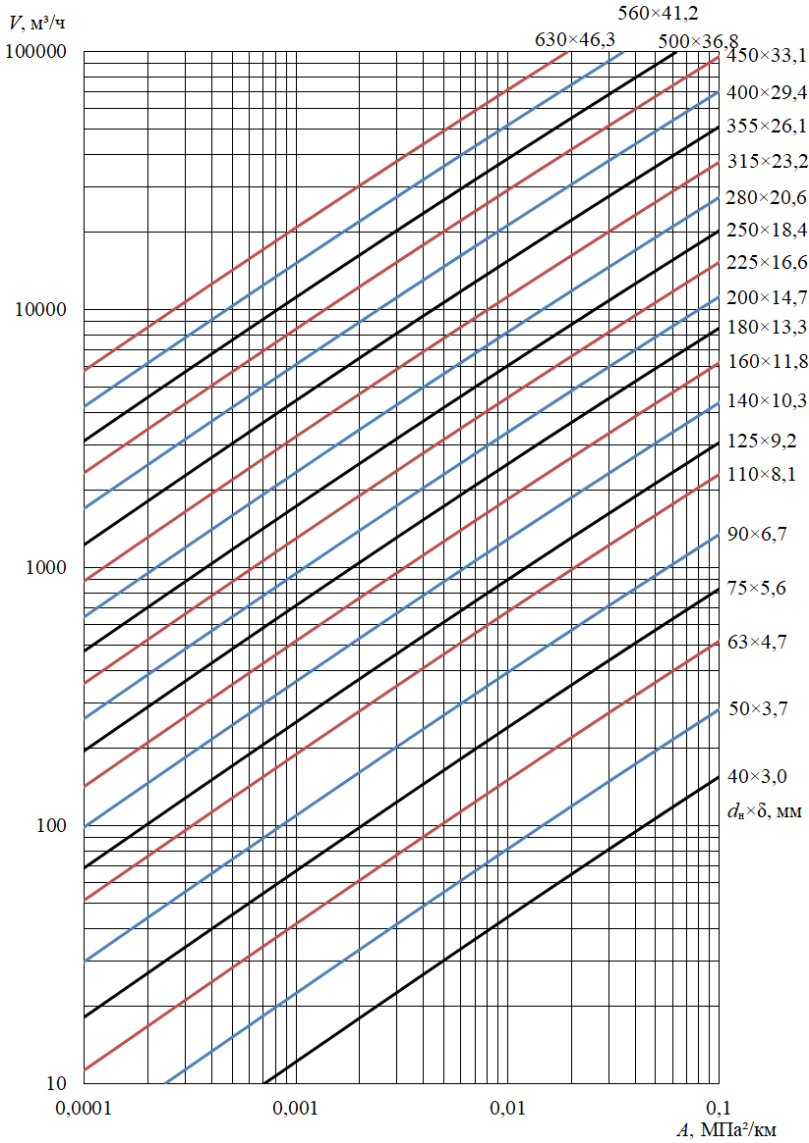
Продолжение прил. Д



Полиэтиленовые трубы  $SDR 11$  при  $k_{э\text{кв}} = 0,02$  мм  
 (природный газ с  $\rho_0 = 0,73$   $\text{кг}/\text{м}^3$  и  $\nu = 14,3 \cdot 10^{-6}$   $\text{м}^2/\text{с}$ )

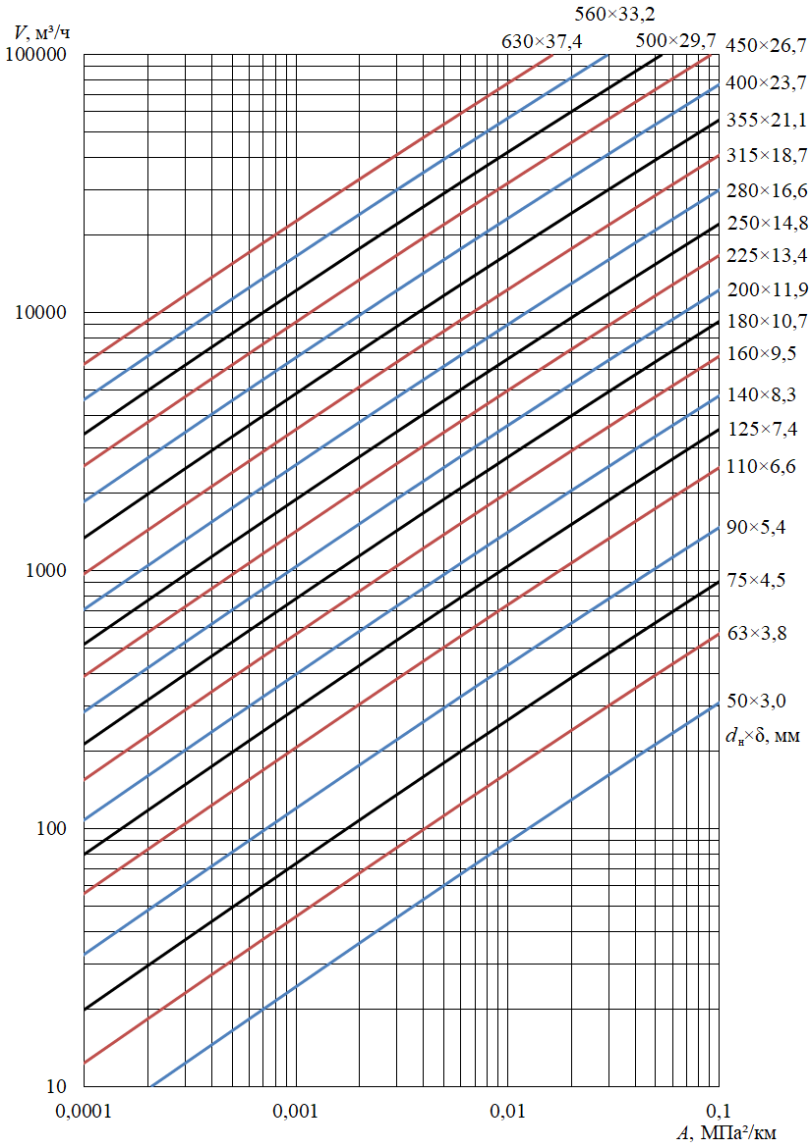


Продолжение прил. Д



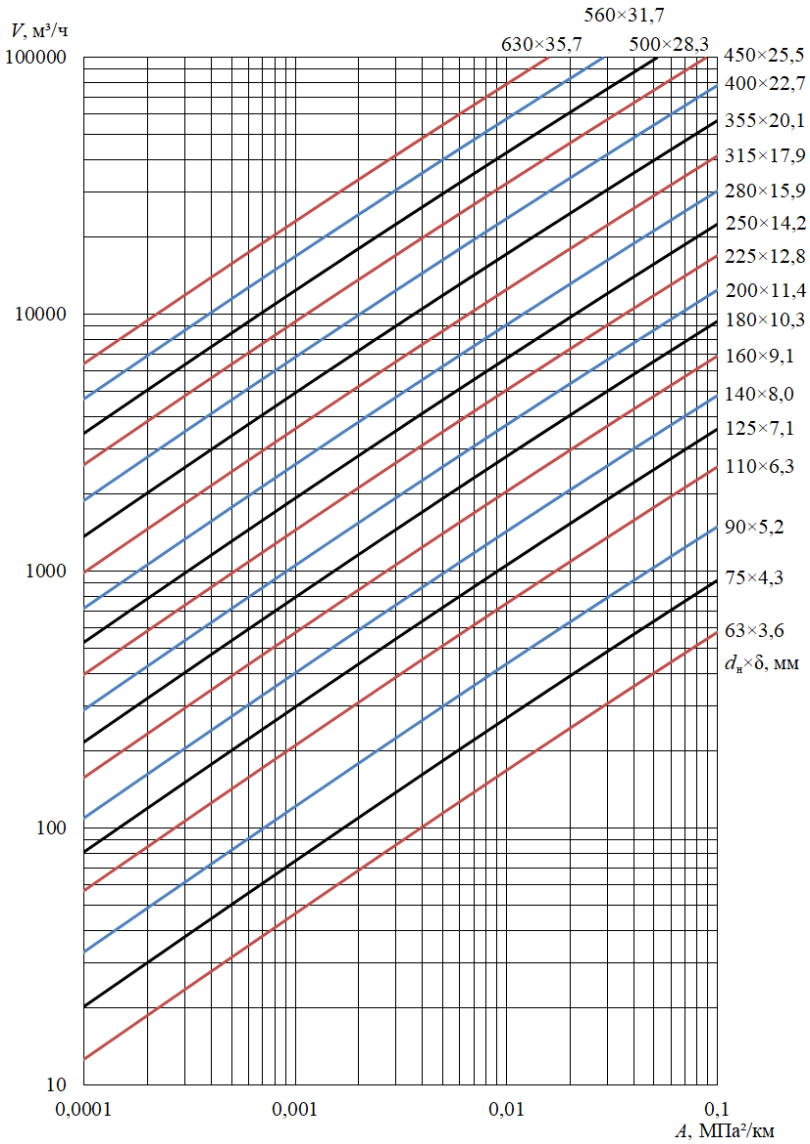
Полиэтиленовые трубы  $SDR 13,6$  при  $k_{эKB} = 0,02$  мм  
 (природный газ с  $\rho_0 = 0,73$   $\text{кг}/\text{м}^3$  и  $\nu = 14,3 \cdot 10^{-6}$   $\text{м}^2/\text{с}$ )

Продолжение прил. Д



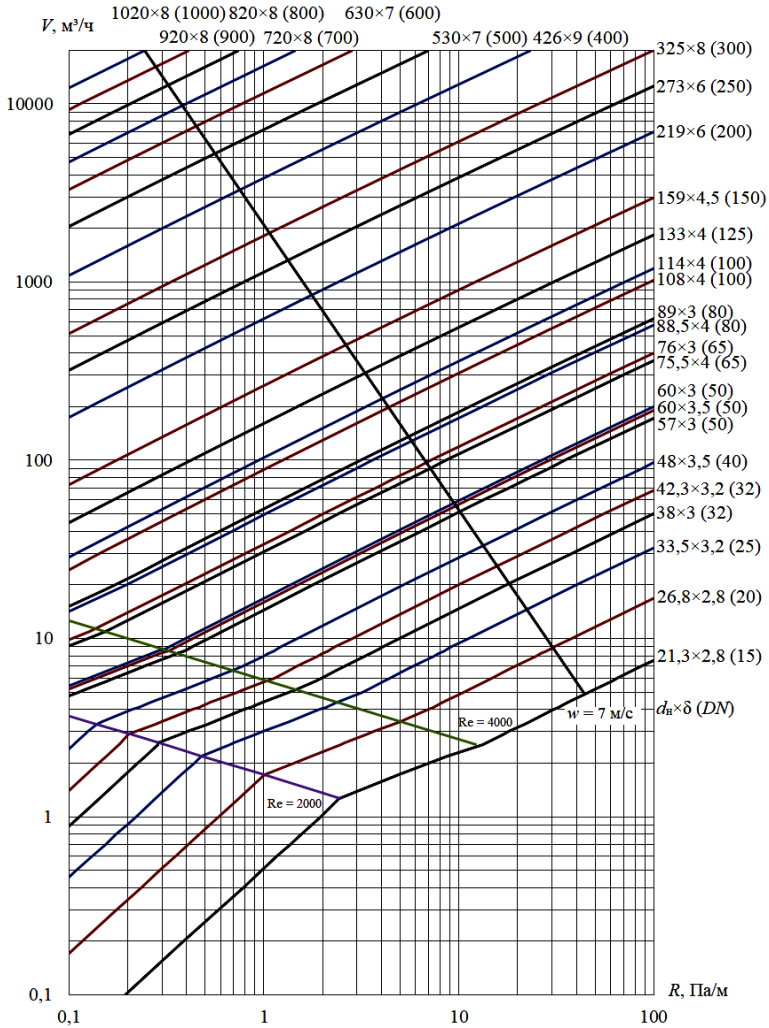
Полиэтиленовые трубы *SDR 17* при  $k_{э\text{кв}} = 0,02$  мм  
(природный газ с  $\rho_0 = 0,73$  кг/м³ и  $\nu = 14,3 \cdot 10^{-6}$  м²/с)

Окончание прил. Д



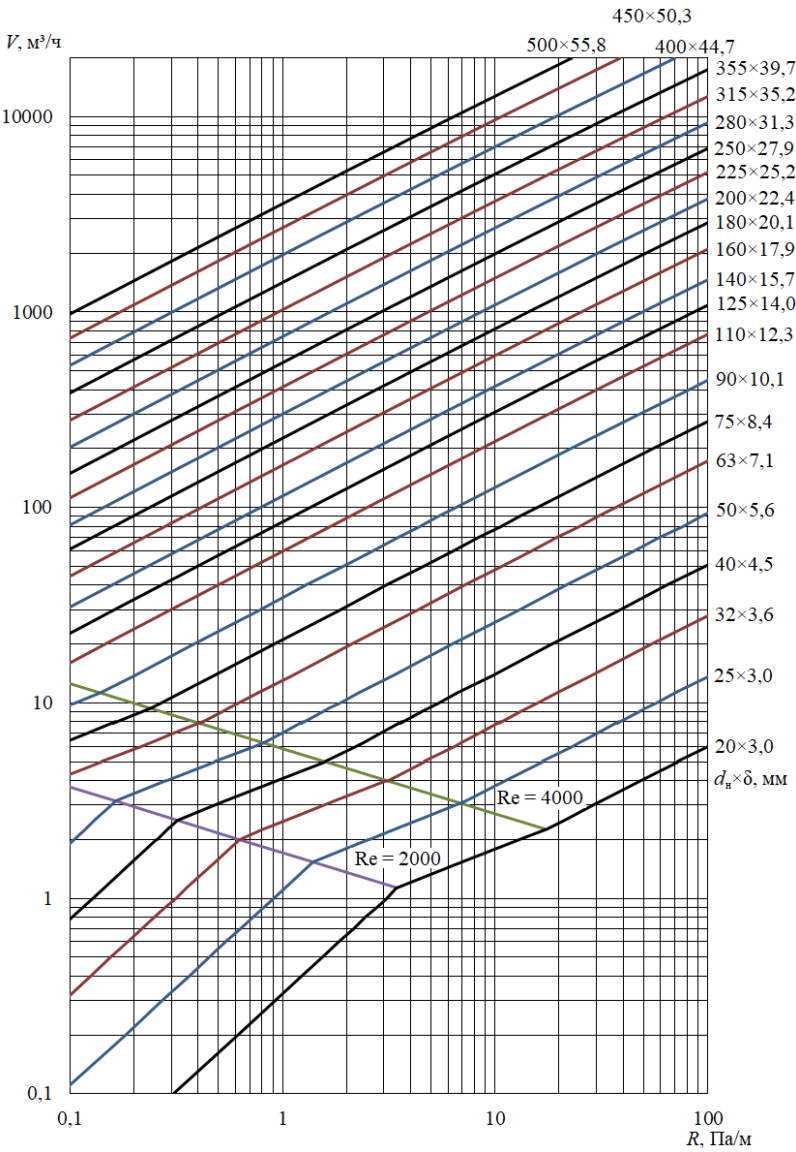
Полиэтиленовые трубы  $SDR 17,6$  при  $k_{эKB} = 0,02$  мм  
 (природный газ с  $\rho_0 = 0,73$   $\text{кг}/\text{м}^3$  и  $\nu = 14,3 \cdot 10^{-6}$   $\text{м}^2/\text{с}$ )

Номограммы для расчета распределительных газопроводов низкого давления



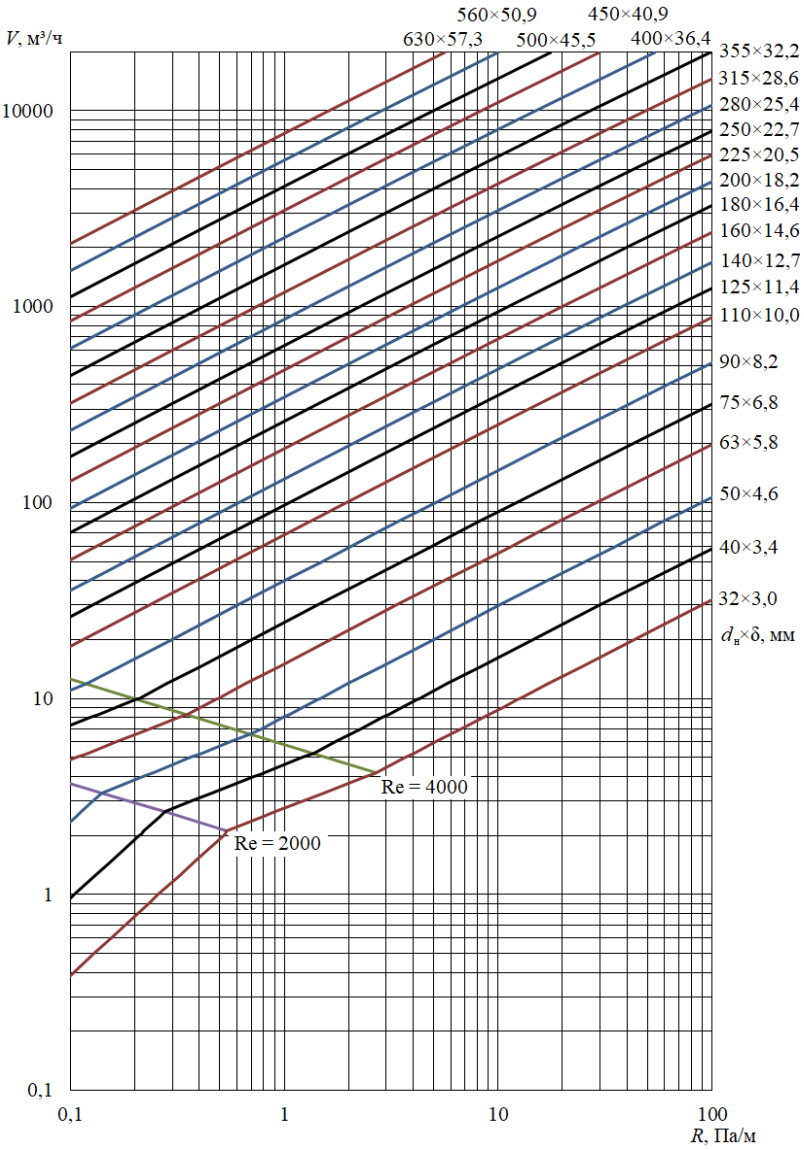
Стальные трубы при  $k_{\text{эКВ}} = 0,1 \text{ мм}$   
 (природный газ с  $\rho_0 = 0,73 \text{ кг/м}^3$  и  $\nu = 14,3 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$ )

Продолжение прил. Е



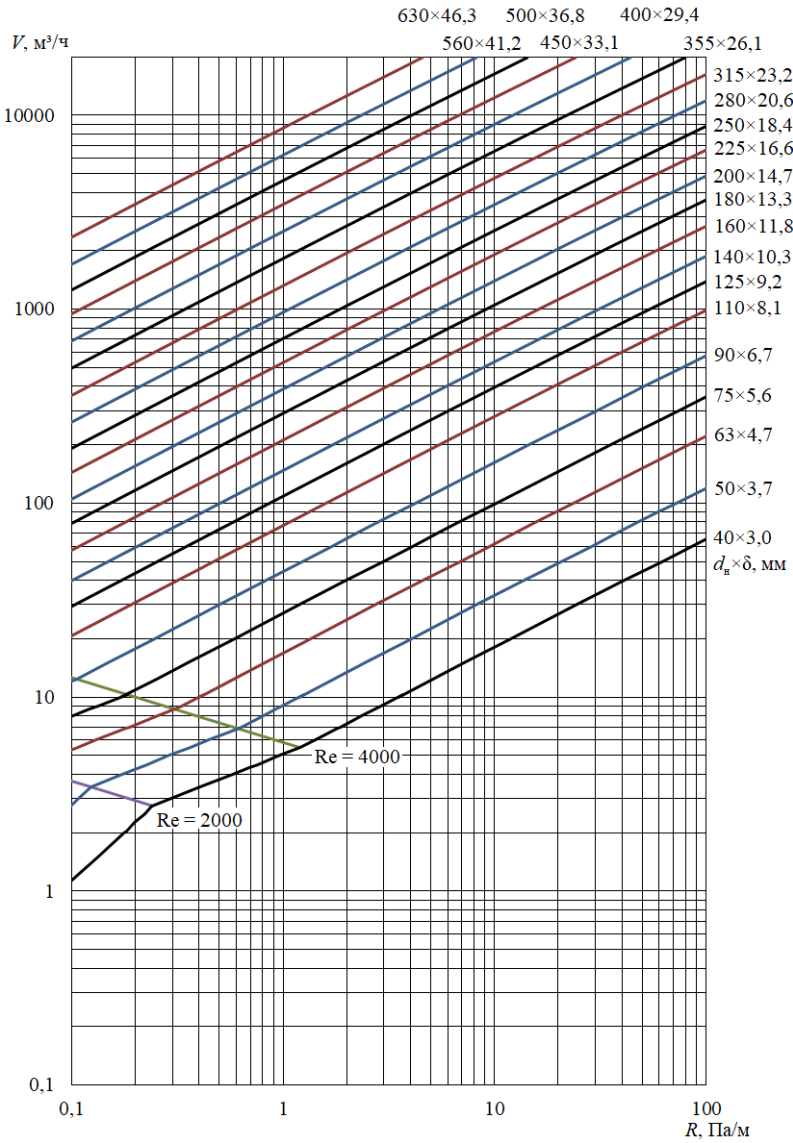
Полиэтиленовые трубы  $SDR 9$  при  $k_{эКВ} = 0,02$  мм  
 (природный газ с  $\rho_0 = 0,73$   $\text{кг}/\text{м}^3$  и  $\nu = 14,3 \cdot 10^{-6}$   $\text{м}^2/\text{с}$ )

Продолжение прил. Е



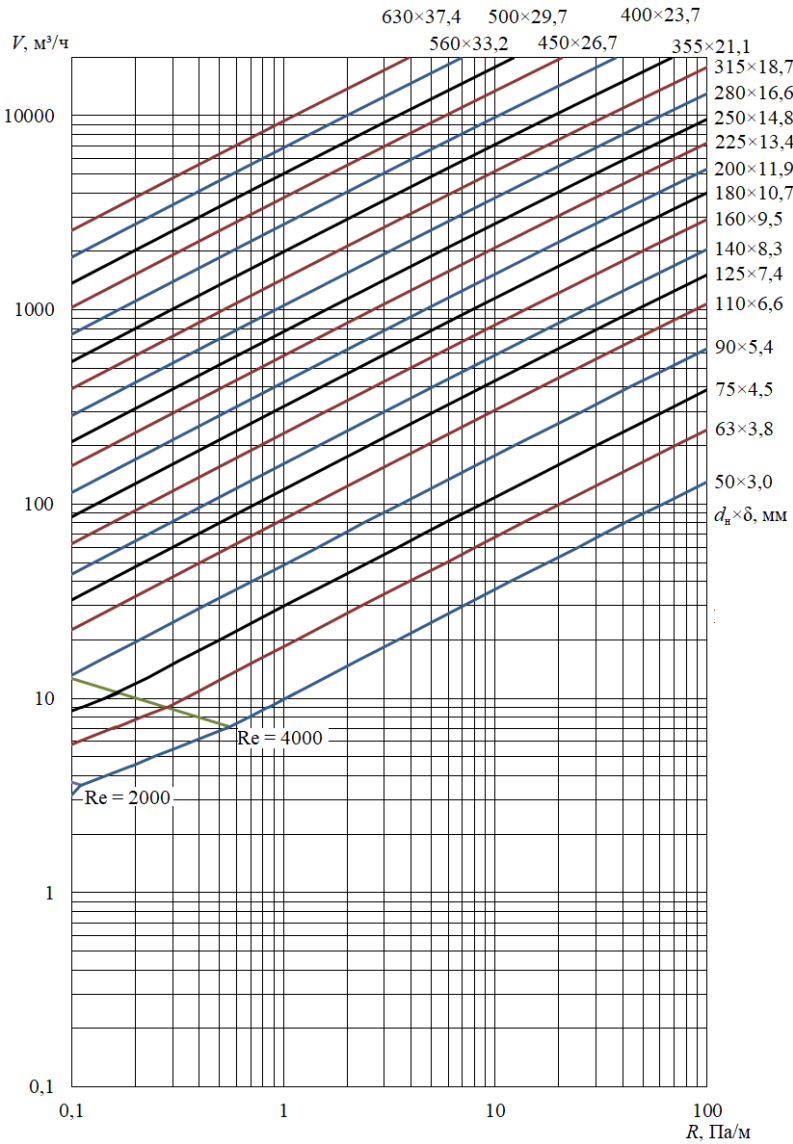
Полиэтиленовые трубы  $SDR 11$  при  $k_{экр} = 0,02$  мм  
 (природный газ с  $\rho_0 = 0,73$   $\text{кг}/\text{м}^3$  и  $\nu = 14,3 \cdot 10^{-6}$   $\text{м}^2/\text{с}$ )

Продолжение прил. Е



Полиэтиленовые трубы  $SDR 13,6$  при  $k_{эKB} = 0,02$  мм  
 (природный газ с  $\rho_0 = 0,73$   $\text{кг}/\text{м}^3$  и  $\nu = 14,3 \cdot 10^{-6}$   $\text{м}^2/\text{с}$ )

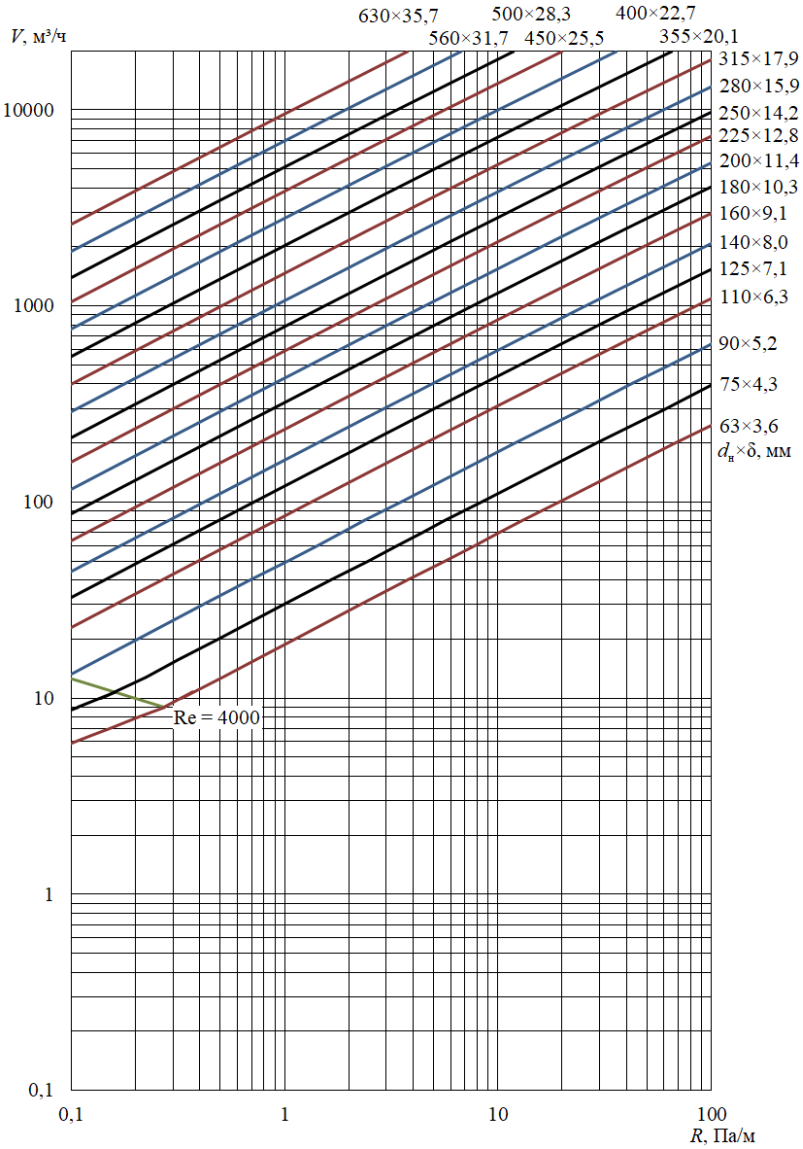
Продолжение прил. Е



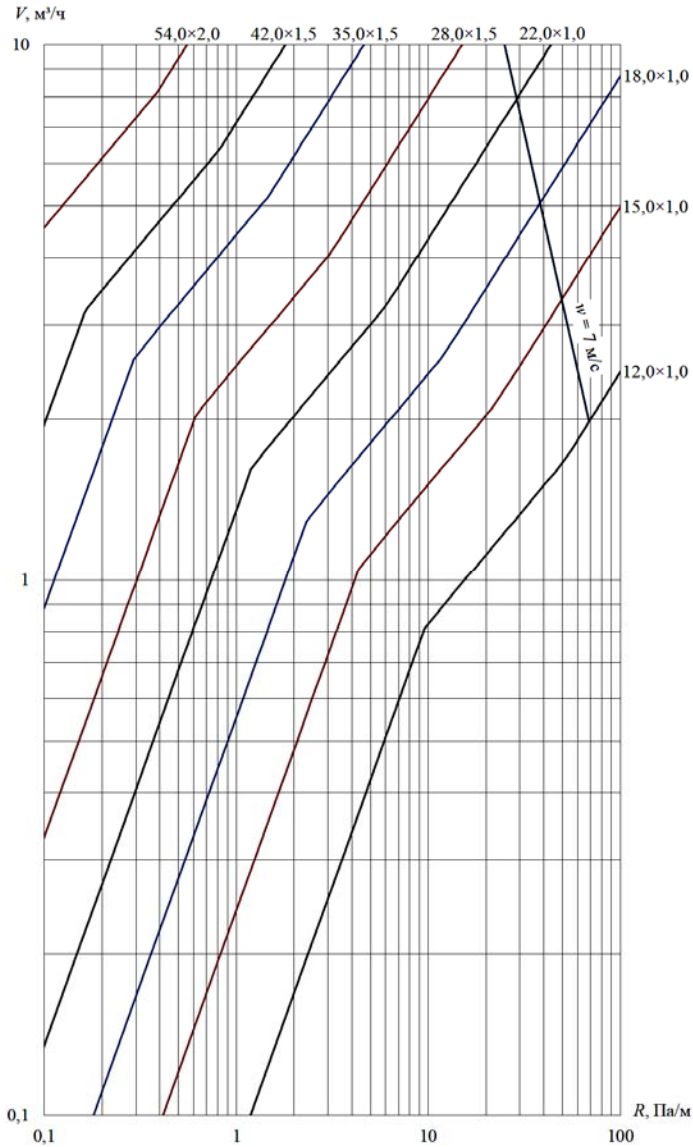
Полиэтиленовые трубы  $SDR 17$  при  $k_{\text{экр}} = 0,02$  мм  
 (природный газ с  $\rho_0 = 0,73$   $\text{кг}/\text{м}^3$  и  $\nu = 14,3 \cdot 10^{-6}$   $\text{м}^2/\text{с}$ )



Продолжение прил. Е



Полиэтиленовые трубы  $SDR 17,6$  при  $k_{\text{эKB}} = 0,02 \text{ мм}$   
 (природный газ с  $\rho_0 = 0,73 \text{ кг}/\text{м}^3$  и  $\nu = 14,3 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$ )



Медные трубы при  $k_{\text{экв}} = 0,01 \text{ мм}$   
 (природный газ с  $\rho_0 = 0,73 \text{ кг/м}^3$  и  $\nu = 14,3 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$ )

**Коэффициенты одновременности  
для жилых домов [1, табл. В.1]**

Число квартир	Коэффициенты одновременности $k_0$ в зависимости от установки в жилых домах газового оборудования			
	плита 4-конфорочная	плита 2-конфорочная	плита 4-конфорочная и проточный водонагреватель	плита 2-конфорочная и проточный водонагреватель
1	1,000	1,000	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	0,274	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 принимается как для того же числа квартир с такими же газовыми приборами.

2. Значение коэффициента одновременности для емкостных водонагревателей, отопительных котлов или отопительных печей принимается равным 0,85 независимо от числа квартир.

## Приложение И

### Технические характеристики некоторых бытовых счетчиков газа (согласно данным производителей)

Марка счетчика	$DN$	$V_{ном},$ м <sup>3</sup> /ч	$V_{max},$ м <sup>3</sup> /ч	Потери давления $\Delta p_{сч},$ Па, при $V_{max}$
<b>Диафрагменные счетчики</b>				
СП «БЭМКРОМГАЗ» ООО (г. Брест, РБ)				
«Берестье» Г1,6; Г1,6Т	20/25	1,6	2,5	200
«Берестье» Г2,5; Г2,5Т	20/25	2,5	4,0	200
«Берестье» КГ4, КГ4Т	20/25	4	6	200
«Берестье» Г4	25/32	4	6	200
«Берестье» Г4Т	25/32	4	6	250
«Берестье» Г6, Г6Т	25/32	6	10	250
ОАО «БелОМО – ММЗ им. С. И. Вавилова» (г. Минск, РБ)				
СГД-1 G-1,6	25	1,6	2,5	*
СГД-1 G-2,5	25	2,5	4,0	*
СГД-3Т G4	32	4	6	*
СГД-3Т G6	32	6	10	*
СГМН-1 G4	32	4	6	200
СГМН-1 G6	32	6	10	250
ЗАО «Счетприбор» (г. Орел, РФ)				
СГД-G1,6	25	1,6	2,5	200
СГД-G2,5	32	2,5	4	200
СГД-G4	32	4	6	200
СГД-G6	32	6	10	250
<b>Ультразвуковые счетчики</b>				
ОАО «БелОМО – ММЗ им. С. И. Вавилова» (г. Минск, РБ)				
ВЕГА-G1,6	15	1,6	2,5	200
ВЕГА-G2,5	15	2,5	4	360
ИООО «РУСБЕЛГАЗ» (г. Брест, РБ)				
РБГ У G1,6	15	1,6	2,5	200
РБГ У G2,5	15	2,5	4,0	250
РБГ У G4	20	4,0	6,0	250
РБГ У G6	20	6,0	10,0	350

## Окончание прил. И

Марка счетчика	$DN$	$V_{ном},$ $м^3/ч$	$V_{max},$ $м^3/ч$	Потери давления $\Delta p_{сч},$ Па, при $V_{max}$
ООО ПКФ «БЕТАР» (г. Чистополь, РФ)				
СГБМ-1,6	15	*	1,6	*
СГБМ-2,5	15	*	2,5	*
СГБМ-3,2	15	*	3,2	*
СГБМ-4	20	*	4	*
Струйные счетчики				
ООО НПО «Турбулентность-ДОН» (г. Ростов-на-Дону, РФ)				
Гранд-1,6	15	*	1,6	*
Гранд-2,4	15	*	2,4	*
Гранд-3,2	15	*	3,2	*
Гранд-4	20, 25, 32	*	4	*
Гранд SPI-4	15, 20, 25	*	4	*
Гранд SPI-6	15, 20, 25	*	6	*
Гранд SPI-10	25, 32	*	10	*
Гранд-4 ТК (М)	20, 25, 32	*	4	1500
Гранд-6 ТК (М)	20, 25, 32	*	6	1500
Гранд-10 ТК (М)	25, 32	*	10	1500
ЗАО «Счетприбор» (г. Орел, РФ)				
СГМ-1,6	15	*	1,6	1300
СГМБ-1,6	15	*	1,6	1300
СГУ-G1,6	20	1,6	2,5	200
СГМБ-2,5	15	*	2,5	1400
	20	*	2,5	1300
СГУ-G2,5	20	2,5	4	200
СГМБ-3,2	15	*	3,2	2000
	20	*	3,2	1800
СГМ-4	20	*	4	600
СГУ-G4	20	4	6	400
СГУ-G6	25	6	10	600

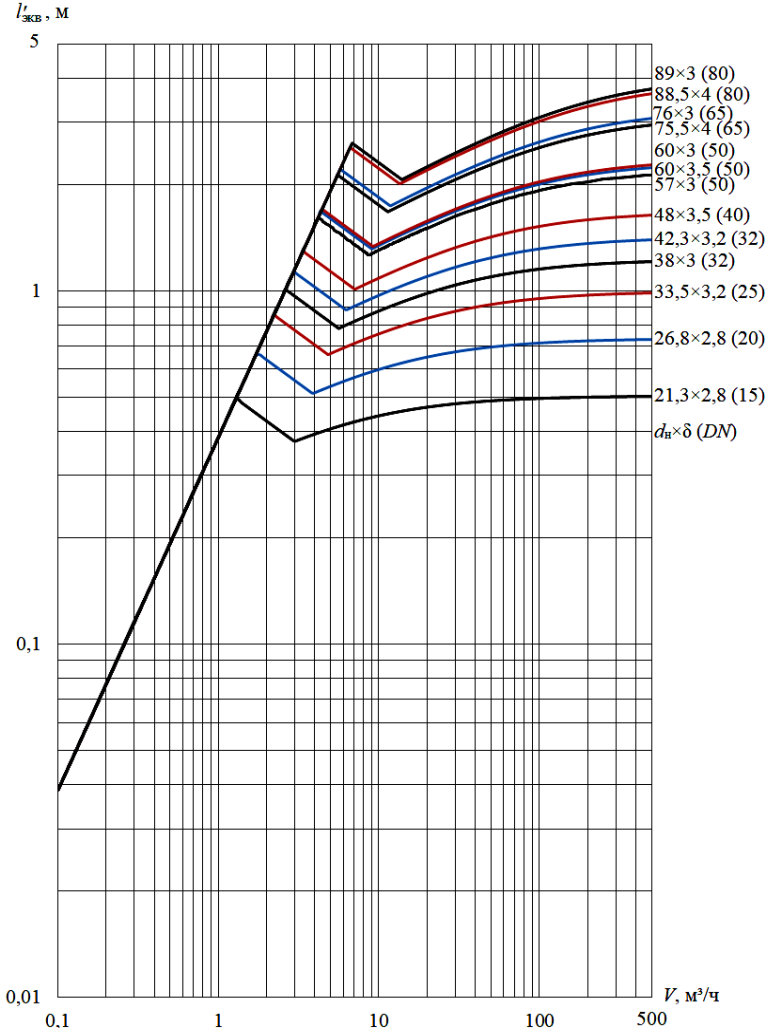
Примечание. Значения, отмеченные звездочкой, в характеристиках, предоставляемых производителем, не приводятся.

**Значения коэффициентов местных сопротивлений  
элементов систем газоснабжения**

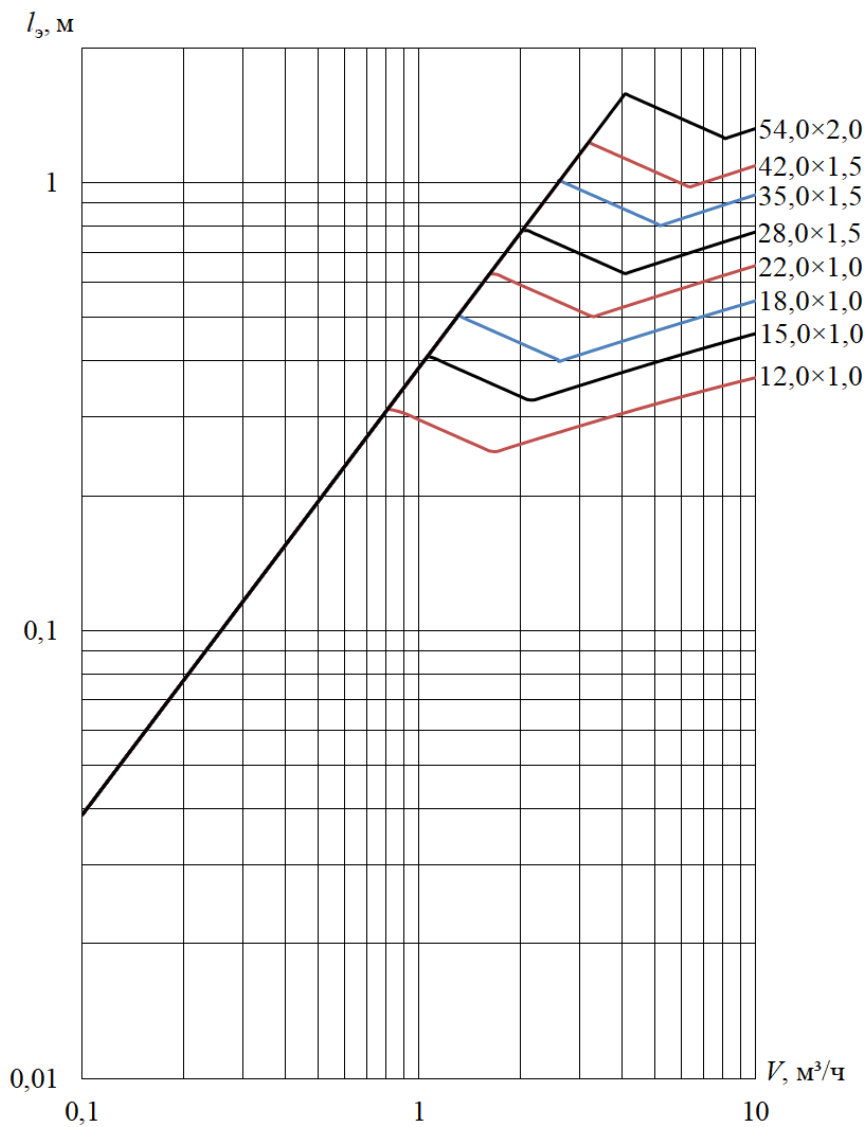
Вид местного сопротивления	Значение $\zeta$ для $DN$					
	15	20	25	32	40	50 и более
Внезапное изменение диаметра стальных труб в пределах перехода на следующий диаметр по ГОСТ	Сужение – 0,35; расширение – 0,30. Относятся к скорости в сечении меньшим диаметром					
Тройник проходной	1,0		вне зависимости от диаметра; относятся к скорости в сечении с меньшим расходом			
Тройник ответвления	1,5					
Тройник слияния	3,0					
Крестовина проходная	2,0					
Крестовина поворотная	3,0					
Отвод гнутый на 90° при $R/d = 3-4$	0,8	0,6	0,5	0,5	0,4	0,3
Кран пробковый проходной	3	1,5	1,5	–	–	–
Кран шаровой полнопроходной	0,1–0,2					
Кран шаровой неполнопроходной	0,2–0,3					
Краны шаровые VALTEC VT271, VT272, VT277 и VT278	0,28	0,15	0,13	–	–	–
Клапан термозапорный	2,0					
Клапан прямоточный	3,0	3,0	3,0	2,5	2,5	2,0
Задвижка	0,5 ( $DN = 50-100$ ); 0,25 ( $DN = 175-200$ ); 0,5 ( $DN > 300$ )					
Резкое расширение	$(1 - (d_m/d_6)^2)^2$		для любых диаметров; $d_6$ – больший диаметр; $d_m$ – меньший диаметр; относятся к участку с $d_m$			
Резкое сужение	$0,5(1 - (d_m/d_6)^2)$					
Полиэтиленовые отводы на 90°	0,51 0,41 0,34 0,23					
– при $R/d = 1,0$						
– при $R/d = 1,5$						
– при $R/d = 2,0$						
– при $R/d = 4,0$						

Более подробные сведения об определении коэффициентов местного сопротивления можно почерпнуть из справочной литературы, например, Идельчик И. Е. Справочник по гидравлическим сопротивлениям / И. Е. Идельчик ; под. ред. М. О. Штейнберга. – 3-е изд., перераб. и доп. – М. : Машиностроение, 1992. – 672 с.

Номограммы для расчета эквивалентной длины  
единичного местного сопротивления



Стальные трубы при  $k_{\text{экв}} = 0,1$  мм  
(природный газ с  $\rho_0 = 0,73$  кг/м<sup>3</sup> и  $\nu = 14,3 \cdot 10^{-6}$  м<sup>2</sup>/с)



Медные трубы при  $k_{\text{эКВ}} = 0,01$  мм  
 (природный газ с  $\rho_0 = 0,73$  кг/м<sup>3</sup> и  $\nu = 14,3 \cdot 10^{-6}$  м<sup>2</sup>/с)



## Приложение М

### Технические характеристики некоторых газовых фильтров

Марка фильтра	$DN$	Максимальное рабочее давление $P_{вх}$ (изб.), МПа	Максимальный перепад давлений $\Delta p_{max}$ , кПа	Максимальный расход газа при $P_{вх}$ и $\Delta p_{max}$ , м <sup>3</sup> /ч	$k_{гг}$ , м <sup>3</sup> /ч
НПРУП «Белгазтехника» (г. Минск, РБ)					
Кассетные фильтры					
ФГ 1,1-25-12	25	1,2	10	1100	26,2
ФГ 3,2-50-12	50	1,2	10	3200	76,3
ФГ 12-80-12	80	1,2	10	12000	286,1
ФГ 18-100-12	100	1,2	10	18000	429,1
ФГ 25-150-12	150	1,2	10	25000	596,0
ФГ37-200-12	200	1,2	10	37000	882,1
ФГМ 25	25	1,2	10	1000	23,8
ФГМ 32	32	1,2	10	1800	42,9
ФГМ 50	50	1,2	10	3000	71,5
ФГМ 100	100	1,2	10	15000	357,6
Устройства фильтрующие					
УФ-В-25	25	1,2	10	550	13,1
УФ-В-32	32	1,2	10	900	21,5
УФ-В-50	50	1,2	10	2200	52,5
УФ-В-100	100	1,2	10	8400	200,3
Фильтры-сепараторы					
ФС 30-150-1,2	150	1,2	10	30000	715,2
ФС 45-200-1,2	200	1,2	10	45000	1072,9
СП «ТермоБрест» ООО (г. Брест, РБ)					
Фильтры в алюминиевом корпусе					
ФН½-2.1, ФН½-2.1 фл.	15	0,3	10	112*	4,8
ФН½-2.2, ФН½-2.2 фл.	15	0,3	10	114*	4,9
ФН½-2.3, ФН½-2.3 фл.	15	0,3	10	116*	5,0
ФН½-6.1, ФН½-6.1 фл.	15	0,6	10	148*	4,8
ФН½-6.2, ФН½-6.2 фл.	15	0,6	10	151*	4,9
ФН½-6.3, ФН½-6.3 фл.	15	0,6	10	154*	5,0

Продолжение прил. М

Марка фильтра	DN	Максимальное рабочее давление $P_{\text{вх}}$ (изб.), МПа	Максимальный перепад давлений $\Delta p_{\text{max}}$ , кПа	Максимальный расход газа при $P_{\text{вх}}$ и $\Delta p_{\text{max}}$ , $\text{м}^3/\text{ч}$	$k_{\text{гус}}$ , $\text{м}^3/\text{ч}$
ФН <sup>3/4</sup> -2.1, ФН <sup>3/4</sup> -2.1 фл.	20	0,3	10	212*	9,1
ФН <sup>3/4</sup> -2.2, ФН <sup>3/4</sup> -2.2 фл.	20	0,3	10	219*	9,4
ФН <sup>3/4</sup> -2.3, ФН <sup>3/4</sup> -2.3 фл.	20	0,3	10	226*	9,7
ФН <sup>3/4</sup> -6.1	20	0,6	10	280*	9,1
ФН <sup>3/4</sup> -6.2, ФН <sup>3/4</sup> -6.2 фл.	20	0,6	10	289*	9,4
ФН <sup>3/4</sup> -6.3, ФН <sup>3/4</sup> -6.3 фл.	20	0,6	10	299*	9,7
ФН1-2.1	25	0,3	10	331*	14,2
ФН1-2.2	25	0,3	10	342*	14,7
ФН1-2 фл., ФН1-2М фл.	25	0,3	10	391*	16,8
ФН1-6.1	25	0,6	10	437*	14,2
ФН1-6.2	25	0,6	10	453*	14,7
ФН1-6.3	25	0,6	10	468*	15,2
ФН1-6 фл., ФН1-6М фл.	25	0,6	10	517*	16,8
ФН1 <sup>1/4</sup> -2, ФН1 <sup>1/4</sup> -2М, ФН1 <sup>1/4</sup> -2 фл.	32	0,3	10	524*	22,5
ФН1 <sup>1/4</sup> -6, ФН1 <sup>1/4</sup> -6М, ФН1 <sup>1/4</sup> -6 фл.	32	0,6	10	693*	22,5
ФН1 <sup>1/2</sup> -2, ФН1 <sup>1/2</sup> -2М	40	0,3	10	834*	35,8
ФН1 <sup>1/2</sup> -2 фл.	40	0,3	10	1004*	43,1
ФН1 <sup>1/2</sup> -6, ФН1 <sup>1/2</sup> -6М	40	0,6	10	1102*	35,8
ФН1 <sup>1/2</sup> -6 фл.	40	0,6	10	1327*	43,1
ФН2-2, ФН2-2М	50	0,3	10	1262*	54,2
ФН2-2 фл.	50	0,3	10	1344*	57,7

Продолжение прил. М

Марка фильтра	DN	Максимальное рабочее давление $P_{\text{вх}}$ (изб.), МПа	Максимальный перепад давлений $\Delta p_{\text{max}}$ , кПа	Максимальный расход газа при $P_{\text{вх}}$ и $\Delta p_{\text{max}}$ , $\text{м}^3/\text{ч}$	$k_{\text{гус}}$ , $\text{м}^3/\text{ч}$
ФН2-6, ФН2-6М	50	0,6	10	1669*	54,2
ФН2-6 фл.	50	0,6	10	1777*	57,7
ФН2½-1, ФН2½-1М	65	0,3	10	2311*	99,2
ФН2½-6, ФН2½-6М	65	0,6	10	3055*	99,2
ФН3-1, ФН3-1М	80	0,3	10	3440	147,7
ФН3-6, ФН3-6М	80	0,6	10	4548*	147,7
ФН4-1, ФН4-1М	100	0,3	10	4440*	190,6
ФН4-6, ФН4-6М	100	0,6	10	5869*	190,6
Фильтры в стальном корпусе					
ФН1-2.1 ст. фл.	25	0,3	10	347*	14,9
ФН1-2.2 ст. фл.	25	0,3	10	361*	15,5
ФН1-2.3 ст. фл.	25	0,3	10	368*	15,8
ФН1-6.1 ст. фл.	25	0,6	10	459*	14,9
ФН1-6.2 ст. фл.	25	0,6	10	477*	15,5
ФН1-6.3 ст. фл.	25	0,6	10	487*	15,8
ФН1¼-2 ст. фл., ФН1¼-2М ст. фл.	32	0,3	10	550*	23,6
ФН1¼-6 ст. фл., ФН1¼-6М ст. фл.	32	0,6	10	727*	23,6
ФН1½-2 ст. фл., ФН1½-2М ст. фл.	40	0,3	10	943*	40,5
ФН1½-6 ст. фл., ФН1½-6М ст. фл.	40	0,6	10	1247*	40,5
ФН2-2 ст. фл., ФН2-2М ст. фл.	50	0,3	10	1391*	59,7
ФН2-6 ст. фл., ФН2-6М ст. фл.	50	0,6	10	1838*	59,7
ФН2½-1 ст., ФН2½-1М ст.	65	0,3	10	2441*	104,8

Продолжение прил. М

Марка фильтра	DN	Максимальное рабочее давление $P_{вх}$ (изб.), МПа	Максимальный перепад давлений $\Delta p_{max}$ , кПа	Максимальный расход газа при $P_{вх}$ и $\Delta p_{max}$ , $M^3/ч$	$k_{гг}$ , $M^3/ч$
ФН2½-6 ст., ФН2½-6М ст.	65	0,6	10	3227*	104,8
ФН3-1 ст., ФН3-1М ст.	80	0,3	10	3562*	152,9
ФН3-6 ст., ФН3-6М ст.	80	0,6	10	4708*	152,9
ФН4-1 ст., ФН4-1М ст.	100	0,3	10	4656*	199,9
ФН4-6 ст., ФН4-6М ст.	100	0,6	10	6155*	199,9
ФН5-1 ст., ФН5-1М ст.	125	0,3	10	8856*	380,2
ФН5-6 ст., ФН5-6М ст.	125	0,6	10	11707*	380,2
ФН6-1, ФН6-1М	150	0,3	10	13254*	569,0
ФН6-6, ФН6-6М	150	0,6	10	17521*	569,0
ФН8-1, ФН8-1М	200	0,3	10	19913*	854,9
ФН8-6, ФН8-6М	200	0,6	10	26324*	854,9
ФН10-6.1 ст., ФН10-6.1 М ст.	250	0,6	10	36276*	1178,1
ФН10-6.2 ст., ФН10-6.2 М ст.	250	0,6	10	38478*	1249,6
ФН12-6.1 ст., ФН12-6.1 М ст.	300	0,6	10	52239*	1696,5
ФН12-6.2 ст., ФН12-6.2 М ст.	300	0,6	10	55407*	1799,4
ГК «Газовик» (г. Саратов, РФ), ООО «ПКФ «Газстрой» (г. Саратов, РФ), ООО ПТО ГК «Волга-Газ» (г. Саратов, РФ), ООО «ЭЛЬСТЕР Газэлектроника» (г. Арзамас, РФ)					
Сетчатые фильтры					
ФС-25	25	1,2	5	370	12,5
ФС-32	32	1,2	5	700	23,6
ФС-40	40	1,2	5	750	25,3
ФС-50	50	1,2	5	2000	67,4
ФГ-50С (У)	50	1,2	5	6000	202,3
ФГС-50	50	1,2	5	6900	232,6
ФГС-80	80	1,6	5	17400	513,1

Продолжение прил. М

Марка фильтра	DN	Максимальное рабочее давление $P_{\text{вх}}$ (изб.), МПа	Максимальный перепад давлений $\Delta p_{\text{max}}$ , кПа	Максимальный расход газа при $P_{\text{вх}}$ и $\Delta p_{\text{max}}$ , м <sup>3</sup> /ч	$k_{\text{гус}}$ , м <sup>3</sup> /ч
Кассетные фильтры					
ФГ 16-50	50	1,6	5	3200	94,4
ФГ 16-50В	50	1,6	10	2700	56,3
ФГ 16-80	80	1,6	5	7650	225,6
ФГ 16-80В	80	1,6	10	6500	135,5
ФГ 16-100	100	1,6	5	11850	349,4
ФГ 16-100В	100	1,6	10	10900	227,3
ФС-80	80	1,2	10	14000	333,8
ФС-100	100	1,2	10	19000	453,0
ФС-150	150	1,2	10	30000	715,2
ФС-200	200	1,2	10	50000	1192,1
ФС-250	250	1,2	10	73000	1740,4
ФС-300	300	1,2	10	87000	2074,2
ФС-400	400	1,2	10	115000	2741,7
ФС-500	500	1,2	10	145000	3457,0
ФГ-50	50	1,6	10	3050	63,6
ФГ-80	80	1,6	10	8000	166,8
ФГ-100	100	1,6	10	12500	260,6
ФГ-150	150	1,6	10	27500	573,4
ФГ-200	200	1,6	10	49000	1021,7
ФГ-300	300	1,6	10	110000	2293,6
ФВ-100	100	1,2	10	19000	453,0
ФВ-200	200	1,2	10	46000	1096,7

Примечание. Значения, отмеченные звездочкой, в характеристиках, предоставляемых производителем, не приводятся и являются расчетными.

## Приложение Н

### Технические характеристики некоторых регуляторов давления

Марка регулятора	$DN$	Диаметр седла клапана, мм	Максимальное входное давление $P_{вх}^{max}$ , МПа	Регулируемое выходное давление, кПа	Расход газа, $м^3/ч$ , при $P_{вх}^{max}$	$k_{гус}$ , $м^3/ч$
НПРУП «Белгазтехника» (г. Минск, РБ)						
РДК-50СВ	50	32	1,2	1,8–600	4260	16,8
РД-50	50	28	1,2	1,6–13,0	1050	4,1
РГК-100	100	80	1,2	10–600	20350	80,2
КРОН-50	50	50	1,2	10–600	7200	28,4
КРОН-150	150	105	1,2	10–600	30000	118,2
КРОН-200	200	125	1,2	10–600	42000	165,5
РДГПК-50М	50	50	1,2	1,6–16,0	2500	9,85
РДГПК-100	100	50	1,2	1,6–16,0	9000	35,5
РДЭ	50	*	1,2	1,6–24	2500	9,85
РДК-32	32	4	1,6	2,6–5,4	232	0,70
РДК-50	50	30	0,6	1,6–30,0	800	5,85
РГП-32	32	25	1,2	5–600	2920	11,5
РГП-50	50	50	1,2	10–600	10500	41,4
РДС-32	32	8	1,2	2,6–300	285	1,12
РДГД-50	20	*	0,6	1,5–5,0	75	0,55
РДГД-М-1,3	20	10	0,6	1,3	12	0,088
РДГД-М-2,0	20	10	0,6	2,0	12	0,088
ООО «ПКФ «Газстрой» (г. Саратов, РФ), ООО ПТО ГК «Волга-Газ» (г. Саратов, РФ), ООО ПКФ «Экс-Форма» (г. Саратов, РФ)						
РДГД-20М-0,6	15/32	5	0,6	2,0–2,5	70	0,51
РДГД-20М-1,2	15/32	3	1,2	1,2–3,5	70	0,28
РДНК-32/3	20/32	3	1,2	2,0–2,5	64	0,25
РДНК-32/6	20/32	6	0,6	2,0–2,5	105	0,77
РДНК-32/10	20/32	10	0,3	2,0–2,5	100	1,28
РДНК-400	50	15	0,6	2,0–5,0	300	2,19
РДНК-400М	50	16	0,6	2,0–5,0	600	4,39
РДНК-1000	50	17	0,6	2,0–5,0	900	6,58
РДНК-У	50	18,5	1,2	2,0–5,0	1000	3,94
РДНК-50	50	*	1,2	2,0–5,0	900	3,55
РДНК-50П	50	*	1,2	3,5–5,0	900	3,55

Продолжение прил. Н

Марка регулятора	$DN$	Диаметр седла клапана, мм	Максимальное входное давление $P_{вх}^{max}$ , МПа	Регулируемое выходное давление, кПа	Расход газа, $м^3/ч$ , при $P_{вх}^{max}$	$k_{гус}$ , $м^3/ч$
РДНК-50/400	50	16	0,6	2,0-5,0	630	4,61
РДНК-50/1000	50	20	0,6	2,0-5,0	1050	7,68
РДСК-50М-1	32/50	*	1,2	10-16	1000	3,94
РДСК-50М-2	32/50	*	1,2	16-40	1000	3,94
РДСК-50М-3	32/50	*	1,2	40-100	1000	3,94
РДСК-50БМ	32/50	*	1,2	270-300	1200	4,73
РДСК-50/400М	50	10	1,2	10-50	670	2,64
		14			1340	5,28
РДСК-50/400	50	10	1,2	50-200	670	2,64
		14			1340	5,28
РДСК-50/400Б	50	10	1,2	200-300	670	2,64
	50	14	1,2	200-300	1340	5,28
РД-32М/С-6	32	6	1,2	1,0-5,0	300	1,18
РД-32/С-10	32	10	0,3	1,0-5,0	124	1,58
РДУ-32/С-4-1,2	32	4	1,2	1,0-5,0	150	0,59
РДУ-32/С-6-1,2	32	6	1,2	1,0-5,0	300	1,18
РДУ-32/С-10-0,3	32	10	0,3	1,0-5,0	124	1,58
РДБК1-25Н, РДБК1-25В	25	21	1,2	1-60 (Н), 30-600 (В)	2000	7,88
РДБК1-50Н/25, РДБК1-50В/25	50	25	1,2	1-60 (Н), 30-600 (В)	2133	8,41
РДБК1-50Н/35, РДБК1-50В/35	50	35	1,2	1-60 (Н), 30-600 (В)	6000	23,6
РДБК1-100Н/70, РДБК1-100В/70	100	70	1,2	1-60 (Н), 30-600 (В)	18350	72,3
РДБК1-200Н/105, РДБК1-200В/105	200	105	1,2	1-60 (Н), 60-600 (В)	38000	149,8
РДБК1-200Н/140, РДБК1-200В/140	200	140	1,2	1-60 (Н), 60-600 (В)	70250	276,8
РДУК-2Н-50, РДУК-2В-50	50	35	1,2	1-60 (Н), 60-600 (В)	6000	23,6
РДУК-2Н-100/50, РДУК-2В-100/50	100	50	1,2	1-60 (Н), 60-600 (В)	12000	47,3
РДУК-2Н-100/70, РДУК-2В-100/70	100	70	1,2	1-60 (Н), 60-600 (В)	18350	72,3

Продолжение прил. Н

Марка регулятора	$DN$	Диаметр седла клапана, мм	Максимальное входное давление $P_{вх}^{max}$ , МПа	Регулируемое выходное давление, кПа	Расход газа, $м^3/ч$ , при $P_{вх}^{max}$	$k_{гус}$ , $м^3/ч$
РДУК-2Н-200/105, РДУК-2В-200/105	200	105	1,2	1–60 (Н), 60–600 (В)	38000	149,8
РДУК-2Н-200/140, РДУК-2В-200/140	200	140	1,2	1–60 (Н), 60–600 (В)	70250	276,8
РДГ-25Н, РДГ-25В	25/32	12/25	1,2	1–60 (Н), 30–600 (В)	2210	8,71
РДГ-50Н, РДГ-50В	50	30	1,2	1–60 (Н), 30–600 (В)	2800	11,0
		35			4050	16,0
		40			5450	21,5
		45			7100	28,0
РДГ-80Н, РДГ-80В	80	65	1,2	1–60 (Н), 30–600 (В)	14600	57,5
РДГ-150Н, РДГ-150В	150	98	1,2	1–60 (Н), 30–600 (В)	32000	126,1
РДК-50/20Н	50	20	1,2	2,0–5,0	951	3,88
РДК-50/30Н	50	30	1,2	2,0–5,0	2855	11,7
РДК-50/20С	50	20	1,2	10–300	958	3,91
РДК-50/30С	50	30	1,2	10–300	2875	11,7
РДК-500	50	*	0,6	2,0–5,0	487	3,69
РДП-50Н, РДП-50В	50	*	1,2	0,5–60 (Н), 60–600 (В)	7138	29,1
РДП-100Н, РДП-100В	100	*	1,2	0,5–60 (Н), 60–600 (В)	28555	116,6
РДП-200Н, РДП-200В	200	*	1,2	0,5–60 (Н), 60–600 (В)	95183	388,6

Примечание. Значения, отмеченные звездочкой, в характеристиках, предоставляемых производителем, не приводятся.



## Приложение Р

### Технические характеристики некоторых промышленных газовых счетчиков

Марка счетчика	$DN$	$V_{\max}$ , м <sup>3</sup> /ч	Потери давления по воздуху $\Delta p_{сч}^B$ , Па, при $V_{\max}$	$k_{vy}$ , м <sup>3</sup> /ч
<b>Турбинные счетчики СГ16МТ-Р (АО «Арзамасский приборостроительный завод имени П.И. Пландина», г. Арзамас, РФ)</b>				
СГ16МТ-65-Р	50	65	1700	17,5
СГ16МТ-100-Р	50	100	1150	32,7
СГ16МТ-250-Р	80	250	1100	83,7
СГ16МТ-400-Р	100	400	1570	112,1
СГ16МТ-650-Р	100	650	1590	181,0
СГ16МТ-800-Р	150	800	600	362,7
СГ16МТ-1000-Р	150	1000	840	383,1
СГ16МТ-1600-Р	200	1600	620	713,5
СГ16МТ-2500-Р	200	2500	1580	698,4
СГ16МТ-4000-Р	200	4000	1600	1110,5
<b>Ротационные счетчики RVG (ООО «ЭЛЬСТЕР Газэлектроника», г. Арзамас, РФ)</b>				
G16	50	25	55	38,5
G25	50	40	80	51,1
G40	50	65	230	49
G65	50	100	490	51,6
G100	80	160	425	88,7
G160	80	250	575	119,2
G250	100	400	810	160,7
G400	100	600	1700	166,4
G400	150	600	1700	166,4
<b>Ротационные счетчики Рабо (ООО «ЭЛЬСТЕР Газэлектроника», г. Арзамас, РФ)</b>				
G16	50	25	55	38,5
G25	50	40	80	51,1
G40	50	65	230	49
G65	50	100	490	51,6
G100	80	160	425	88,7
G160	80	250	575	119,2
G250	100	400	810	160,7

Примечание: значения потерь давления приведены при плотности воздуха 1,29 кг/м<sup>3</sup> и абсолютном давлении: для счетчиков СГ16МТ-Р – 0,106 МПа, RVG и Рабо – 0,1 МПа.

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение. Исходные данные для курсового и дипломного проектирования .....	3
1. Определение свойств используемого газа .....	6
2. Расчет количества воздуха, требуемого для горения.	
Определение объема выделяющихся продуктов сгорания .....	11
3. Определение количества и зон действия сетевых ГРП.	
Расчет количества жителей .....	14
4. Определение расчетных расходов газосетевыми ГРП .....	19
5. Определение расчетных расходов газа сосредоточенными потребителями .....	23
5.1. Больница .....	23
5.2. Хлебозавод .....	26
5.3. Банно-прачечный комбинат .....	27
5.4. Котельные .....	28
5.5. Промышленное предприятие .....	34
6. Выбор системы газоснабжения города .....	35
7. Газодинамический расчет кольцевой сети среднего (высокого) давления .....	37
8. Газодинамический расчет квартальной сети низкого давления .....	52
8.1. Расчет кольцевых сетей низкого давления .....	52
8.2. Расчет тупиковых сетей низкого давления .....	66
9. Устройство внутридомового газоснабжения .....	73
10. Газодинамический расчет внутридомовых газопроводов .....	78
11. Подбор оборудования сетевых грп и гру котельной .....	90
11.1. Подбор фильтра .....	92
11.2. Подбор регулятора давления .....	93
11.3. Подбор газового счетчика .....	96
11.4. Подбор предохранительного запорного клапана .....	97
11.5. Подбор предохранительного сбросного клапана .....	98
Список использованных источников .....	110
Приложения .....	112
Приложение А. Основные характеристики газов .....	112
Приложение Б. Коэффициенты часового максимума .....	114

Приложение В. Нормы расхода теплоты на бытовые и коммунально-бытовые нужды .....	116
Приложение Г. Технические характеристики некоторых водогрейных котлови устанавливаемых на них горелок .....	118
Приложение Д. Номограммы для расчета газопроводов среднего и высокого давления .....	126
Приложение Е. Номограммы для расчета распределительных газопроводов низкого давления .....	132
Приложение Ж. Коэффициенты одновременности для жилых домов .....	139
Приложение И. Технические характеристики некоторых бытовых счетчиков газа .....	140
Приложение К. Значения коэффициентов местных сопротивлений элементов систем газоснабжения.....	142
Приложение Л. Номограммы для расчета эквивалентной длины единичногоместного сопротивления .....	143
Приложение М. Технические характеристики некоторых газовых фильтров .....	145
Приложение Н. Технические характеристики некоторых регуляторов давления.....	150
Приложение Р. Технические характеристики некоторых промышленных газовых счетчиков .....	153

Учебное издание

**ШИБЕКО** Александр Сергеевич

## **ГАЗОСНАБЖЕНИЕ ГОРОДА**

Учебно-методическое пособие  
для студентов специальности 1-70 04 02  
«Теплогасоснабжение, вентиляция и охрана  
воздушного бассейна»

Редактор *Е. О. Германович*  
Компьютерная верстка *Е. А. Беспанской*

Подписано в печать 05.10.2021. Формат 60×84 <sup>1</sup>/<sub>16</sub>. Бумага офсетная. Ризография.  
Усл. печ. л. 9,07. Уч.-изд. л. 7,09. Тираж 100. Заказ 318.

Издатель и полиграфическое исполнение: Белорусский национальный технический университет.  
Свидетельство о государственной регистрации издателя, изготовителя, распространителя  
печатных изданий № 1/173 от 12.02.2014. Пр. Независимости, 65. 220013, г. Минск.