

МИНИСТЕРСТВО СЕЛЬСКОГО ХОЗЯЙСТВА РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«ИЖЕВСКАЯ ГОСУДАРСТВЕННАЯ СЕЛЬСКОХОЗЯЙСТВЕННАЯ АКАДЕМИЯ»

УТВЕРЖДАЮ

проректор по учебной работе
профессор _____ С.Л. Воробьева
« ____ » _____ 2019 г.

ГАЗОСНАБЖЕНИЕ НАСЕЛЕННОГО ПУНКТА

Методические указания по выполнению курсового проекта
по дисциплине «Системы газоснабжения»
для студентов, обучающихся по направлению бакалавриата
«Теплоэнергетика и теплотехника»

Составители:
Ниязов А.М.
Корепанов А.С.

Ижевск
ФГБОУ ВО Ижевская ГСХА
2019

УДК 696.2(078)

ББК 38.763я73

Г 13

Методические указания составлены на основе ФГОС ВО по направлению подготовки «Теплоэнергетика и теплотехника» (уровень бакалавриата), утвержденного 28.02.2018 г.

Рекомендовано к изданию Методической комиссией факультета энергетики и электрификации ФГБОУ ВО Ижевская ГСХА, протокол №_____ от _____ 2019 г.

Рецензент:

Л.А. Пантелеева – канд.техн.наук, доцент кафедры электротехники, электрооборудования и электроснабжения ФГБОУ ВО Ижевская ГСХА.

Составитель:

А.М. Ниязов – канд.техн.наук, доцент кафедры энергетики и электротехнологии ФГБОУ ВО Ижевская ГСХА;

А.С. Корепанов – ст. преподаватель кафедры энергетики и электротехнологии ФГБОУ ВО Ижевская ГСХА.

Г 13 Газоснабжение населенного пункта : метод. указ. / Сост. А.М. Ниязов., А.С. Корепанов – Ижевск : ФГОУ ВО Ижевская ГСХА, 2019. – 80 с.

В методических указаниях рассмотрены вопросы расчета и проектирования газовых сетей для снабжения потребителей природным сетевым газом. Основы выбора и проектирования схем газоснабжения и выбора основных элементов газовых сетей и систем.

Методические указания предназначены для выполнения курсового проекта для студентов факультета энергетики и электрификации, обучающихся по направлению «Теплоэнергетика и теплотехника» очного и заочного форм обучения.

© ФГБОУ ВО Ижевская ГСХА, 2018

© А.М. Ниязов, А.С. Корепанов, составление, 2018

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	4
1 РАСЧЕТ ХАРАКТЕРИСТИК ГАЗООБРАЗНОГО ТОПЛИВА	7
3.1 Определение годовых расходов теплоты	12
3.1.1 Определение годового расхода теплоты при потреблении газа.....	12
в квартирах	12
3.1.2 Определение годового расхода теплоты при потреблении газа на	
предприятиях бытового обслуживания.....	13
3.1.3 Определение годового расхода теплоты при потреблении газа на	
предприятиях общественного питания	13
3.1.4 Определение годового расхода теплоты при потреблении газа в	
учреждениях здравоохранения.....	14
3.2 Определение годовых и часовых расходов газа различными	
потребителями	17
3.3 Построение графиков бытового газопотребления	18
4 Выбор и обоснование системы газоснабжения	21
4.1 Определение оптимального числа ГРП	23
4.2 Типовые схемы ГРП и ГРУ	24
4.3 Выбор оборудования газорегуляторных пунктов и установок	26
4.3.1 Выбор регулятора давления	26
4.3.2 Выбор предохранительно-запорного клапана.....	28
4.3.3 Выбор предохранительно-сбросного клапана.....	28
4.3.4 Выбор фильтра.....	28
4.3.5 Выбор запорной арматуры	29
4.4 Конструктивные элементы газопроводов	30
4.4.1 Трубы	30
4.4.2 Детали газопроводов	31
5.1 Гидравлический расчет кольцевых сетей высокого и среднего давления	32
5.1.1 Расчет в аварийных режимах	34
5.1.2 Расчет ответвлений.....	37
5.1.3 Расчёт при нормальном потокораспределении	38
5.2 Гидравлический расчет многокольцевых газовых сетей низкого давления	41
5.3 Гидравлический расчет тупиковых газопроводов низкого давления	46
5.4 Гидравлический расчет внутреннего газопровода котельной	50
Литература	54
ПРИЛОЖЕНИЯ	55

ВВЕДЕНИЕ

Методические указания предназначены для студентов, выполняющих курсовой проект «Газоснабжение населенного пункта». Выполнение курсового проекта имеет цель: закрепить теоретический материал по основным вопросам курса «Системы газоснабжения», приобрести навыки самостоятельной работы в области проектирования систем газоснабжения и опыт работы со справочной и специальной литературой.

Выполнение курсового проекта подразумевает решение следующих задач:

- расчет основных характеристик газообразного топлива;
- классификацию систем газоснабжения;
- выбор конструктивных элементов городских и промышленных систем газоснабжения;
- изучить методику сбора исходных данных для проектирования систем газоснабжения предприятий;
- выполнение проектной документации систем газоснабжения (наружных и внутренних сетей и установок) объектов в форме курсового проекта.

В результате освоения дисциплины обучающийся должен овладеть основными требованиями, характеризующими профессиональную деятельность бакалавров. В результате изучения учебной дисциплины обучающиеся должны:

знать:

- основные физические свойства жидкостей и газов, общие законы и уравнения статики, кинематики и динамики;
- принципы действия, устройство типового газового оборудования;
- содержание и назначение обеспечения управления в режимах пуска, останова и нормальной эксплуатации.

уметь:

- проводить гидравлический расчет трубопроводов;
- проводить выбор основного и вспомогательного оборудования;
- рассчитывать газовые схемы объектов.

владеть:

- основами анализа рабочих процессов в газопотребляющем оборудовании, определения параметров их работы, эффективности;

- правовой базой и основными принципами работы и составом проекта газоснабжения;

- проблематикой энергосбережения, методиками оценки потенциала энергосбережения на предприятиях энергетики, оценки экологических преимуществ и эффективности внедрения типовых мероприятий и энергосберегающих технологий.

Процесс изучения вопросов расчета и проектирования систем газоснабжения направлен на формирование следующих компетенций:

- способностью демонстрировать базовые знания в области естественнонаучных дисциплин, готовностью выявлять естественнонаучную сущность проблем, возникающих в ходе профессиональной деятельности; применять для их разрешения основные законы естествознания, методы математического анализа и моделирования, теоретического и экспериментального исследования;

- способностью участвовать в сборе и анализе исходных данных для проектирования энергообъектов и их элементов в соответствии с нормативной документацией.

В проекте необходимо разработать двухступенчатую систему распределения газа с выполнением первой ступени газопроводами среднего (высокого) давления, а второй - низкого давления. От сети среднего (высокого) давления запроектировать снабжение газом сосредоточенных потребителей: газорегуляторных пунктов (ГРП), котельной, хлебозавода, бани, прачечной. От сети низкого давления проектируется газоснабжение хозяйственно-бытовых и коммунальных потребителей. Городская распределительная сеть низкого давления должна быть запроектирована кольцевой.

В задании на курсовой проект указываются: газифицируемый населенный пункт; номер генплана района строительства; вид покрытия проездов и тротуаров; плотность населения в районе строительства; наружный строительный объем жилых зданий на одного человека; газовое месторождение и состав газа; давление в точке подключения городской газовой сети к газораспределительной станции (ГРС); расстояние от ГРС до городской газовой сети; расположение ГРС относительно района города; процент охвата газоснабжением хозяйственно-бытовых, коммунальных и сосредоточенных потребителей.

К заданию на курсовой проект прилагаются: генплан проектируемого района; план расчетного квартала с указанием этажности.

В содержание проекта входят:

1. Расчетно-пояснительная записка (объем 25-40 с.), которая должна включать в себя следующие разделы: а) введение; б) расчет характеристик газообразного топлива; в) расчет численности населения проектируемого района; г) расчет потребления газа по зонам застройки; д) трассировка газопроводов и определение оптимального количества ГРП; е) определение путевых и расчетных расходов газа по участкам кольцевой сети; ж) гидравлический расчет газопроводов; з) выводы; и) библиографический список.

2. Графическая часть (объем 8 листов формата А3) должна включать: а) генплан проектируемого района города (М 1:5000) с нанесением газопроводов среднего и низкого давлений, ГРП и горизонталей; б) расчетные схемы газопроводов среднего и низкого давлений с указанием расходов, длин расчетных участков и диаметров; в) план расчетного квартала (М 1:1000) с трассировкой газопроводов низкого давления; г) планы этажей газифицируемого объекта (М 1:100 или 1:200) с нанесением газовых сетей, приборов, газовых счетчиков и вентиляционных блоков; д) рабочий чертеж одного из узлов газопровода (элемента) газовой сети; е) спецификация на материалы и оборудование внутридомового газопровода.

1 РАСЧЕТ ХАРАКТЕРИСТИК ГАЗООБРАЗНОГО ТОПЛИВА

Для состава газа, определяемого из среднего компонентного состава природного газа в зависимости от месторождения, необходимо рассчитать характеристики газообразного топлива. Характеристики природного газа приводятся в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Состав газа по объему для различных месторождений

Компонент газа	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	C ₅ H ₁₂	N ₂	CO ₂	H ₂ S
Месторождение	Североставропольское, Ставропольский край							
Содержание в %	98,7	0,33	0,12	0,04	0,01	0,7	0,1	-
Месторождение	Медвежье, Тюменская область							
Содержание в %	99	0,1	0,005	-	-	0,8	0,095	-
Месторождение	Ванейвисское, Архангельская область							
Содержание в %	89,59	2,42	0,7	0,27	1,16	3,93	1,68	0,25
Месторождение	Заполярье, Тюменская область							
Содержание в %	98,5	0,2	0,05	0,012	0,001	0,7	0,5	-
Месторождение	Лаявож, Архангельская область							
Содержание в %	80,23	2,64	1,15	0,7	0,71	13,8	0,73	-
Месторождение	Василковское, Архангельская область							
Содержание в %	93,1	2	0,4	0,2	0,3	4	-	-

Теплотворная способность газа – количество теплоты, которое может быть получено при полном сгорании 1м³ газа при нормальных условиях.

Различают высшую и низшую теплотворность топлива.

Высшая теплотворная способность газа – количество теплоты, полученное при полном сгорании 1м³ газа, включающее в себя теплоту, выделяющуюся при конденсации водяных паров продуктов сгорания.

Низшая теплотворность газа - количество теплоты, полученное в процессе горения, без учета теплоты конденсации водяных паров – продуктов сгорания.

Практически при сжигании газа водяные пары не конденсируются, а удаляются с другими продуктами сгорания, поэтому расчет ведем по низшей теплотворной способности газа.

Теплота сгорания (высшая или низшая) сухого газообразного топлива (газа) определяется по формуле:

$$Q^c = \frac{(Q_1 x_1 + Q_2 x_2 + \dots + Q_k x_k)}{100}, \quad (1.1)$$

где Q^c – теплота сгорания сухого газа, кДж/м³;

Q_1, Q_2, Q_k – теплота сгорания компонентов, составляющих газообразное топливо, кДж/м³;

x_1, x_2, x_3 – объемные доли компонентов, составляющих газообразное топливо, %.

Таблица 1.2 – Теплота сгорания чистых горючих газов

Газ	Теплота сгорания	
	высшая	низшая
	кДж/м ³ при 0 °С, и 101,3 кПа	
1	2	3
Метан	39,86	35,84
Этан	70,42	63,73
Пропан	101,74	93,37
Бутан	133,98	123,77
Пентан	169,27	156,63
Оксид углерода	12,64	12,64
Сероводород	25,46	23,49

Плотность сухого газа определяют как сумму произведений плотностей компонентов, составляющих газообразное топливо, на их объемные доли:

$$\rho = \frac{(p_1 x_1 + p_2 x_2 + \dots + p_k x_k)}{100}, \quad (1.2)$$

где ρ – плотность сухого газа, кг/м³;

$p_1, p_2, \dots, p_k$ – плотности компонентов, кг/м³.

Таблица 1.3 – Физические характеристики газов

Состав газа	Плотность, кг/м ³ при t = 0°С Р = 101.3 кПа	Относительная плотность по воздуху
1	2	3
Метан CH ₄	0,7168	0,5545
Этан C ₂ H ₆	1,3566	1,0490
Пропан C ₃ H ₈	2,0190	1,5620
Бутан C ₄ H ₁₀	2,7030	2,0910
Пентан C ₅ H ₁₂	3,2210	2,4910
Азот N ₂	1,2505	0,9673
Двуокись углерода CO ₂	1,9768	1,5291
Сероводород H ₂ S	1,5392	1,1906

Относительная плотность сухого газа по воздуху равна:

$$\rho_{отн}^c = \frac{\rho^c}{\rho_v}, \quad (1.3)$$

где $\rho_v = 1,293$ – плотность воздуха при нормальных условиях, кг/м³.

Характеристики газа сводят в таблицу 1.4.

Таблица 1.4 – Характеристики газообразного топлива при нормальных физических условиях (T=273,15 К, P=101,325 кПа)

Теплота сгорания Q^p , кДж/м ³	Плотность ρ^c , кг/м ³	Относительная плотность $\rho_{отн}^c$
1	2	3

2 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЧИСЛЕННОСТИ НАСЕЛЕНИЯ

Расход газа на коммунально-бытовые и теплофикационные нужды города или посёлка зависит от числа жителей. Если число жителей точно не известно, то приближенно его можно определить следующим образом, по плотности населения на один гектар газифицируемой территории:

$$N = F_p \cdot m, \text{ чел.}, \quad (2.1)$$

где F_p – площадь района в га., полученная в результате замеров по плану застройки;

m – плотность населения, чел/га.

Суммируя численность населения каждого квартала, определяют число жителей по зонам застройки и общую численность населения в населенном пункте. Результаты расчетов сводят в таблицу 2.1.

Таблица 2.1 – Результаты расчета численности населения

Номер зоны	Номер квартала по генплану	Площадь квартала F_p , га	Плотность населения m , чел/га	Число жителей в квартале N , чел.
1	2	3	4	5
1				
	ПО 1-Й ЗОНЕ:			
2				
ИТОГО ПО 2-Й ЗОНЕ:				
ВСЕГО:				

3 РАСЧЕТ ПОТРЕБНОСТИ ГАЗА

Городские системы газоснабжения не имеют аккумулирующих емкостей, расположенных у потребителей, а ёмкость самих газовых сетей очень мала (не более 3-4 % от максимально часовой пропускной способности). Поэтому пропускную способность газовых сетей необходимо рассчитывать на пиковые, максимальные часовые расходы газа, которые определяются как доля годового расхода по формуле:

$$Q_4^{\max} = K_{\max}^h \cdot Q_r, \quad (3.1)$$

где Q_r – годовое потребление газа, м³/год;

$K_{\max}^h$ – коэффициент часового максимума (коэффициент перевода годового потребления к максимально часовому расходу газа).

$$K_{\max}^h = \frac{1}{m}, \quad (3.2)$$

где m – число часов использования максимума и определяет количество часов, за которое весь годовой расход газа был бы израсходован с равномерным расходом, равным максимально часовому расходу.

Коэффициент часового максимума учитывает неравномерность потребления газа различными потребителями газа. Неравномерность потребления зависит от многих факторов и может быть сезонная, недельная, суточная. Так *наибольшая* суточная неравномерность присуща бытовым и другим потребителям, использующим газ для приготовления пищи и горячей воды. *Наименьшая* – промышленным предприятиям с непрерывным технологическим процессом.

Для бытовых потребителей коэффициент часового максимума зависит от численности населения или газовых приборов. Чем больше число жителей, тем меньше вероятность совпадения единичных максимумов потребления, тем, следовательно, равномернее потребление газа, тем меньше коэффициент часового максимума.

Для бытового потребления газа $K_{\max}^h$ следует принимать отдельно для каждого квартала в зависимости от численности населения квартала, коммунально-бытовых потребителей и промышленных предприятий в зависимости от сменности работы предприятия.

Годовые расходы газа на приготовление пищи и горячей воды в квартирах, а также на хозяйственно-бытовые и коммунальные нужды об-

ществленных зданий, предприятий общественного питания и предприятий определяем по нормам.

3.1 Определение годовых расходов теплоты

Расход газа на различные нужды зависит от расходов теплоты необходимой, например, для приготовления пищи, стирки белья, выпечки хлеба, выработки того или иного изделия на промпредприятии т. п.

Точный расчет расхода газа на бытовые нужды сделать очень сложно, так как расход газа зависит от целого ряда факторов, которые не поддаются точному учету. Поэтому потребление газа определяют по усредненным нормам расхода теплоты, полученным на основании статистических данных. Обычно эти нормы определяются в расчете или на одного человека, или на один завтрак или обед, или на одну тонну белья, или на единицу выпускаемой продукции промпредприятием. Расход теплоты измеряют в МДж или в кДж.

3.1.1 Определение годового расхода теплоты при потреблении газа в квартирах

Расчётная формула для определения годового расхода теплоты (МДж/год) при потреблении газа в квартирах записывается в виде:

$$Q_K = Y_K \cdot N \cdot (g_{K1} \cdot Z_1 + g_{K2} \cdot Z_2 + g_{K3} \cdot Z_3), \text{ МДж/год}, \quad (3.3)$$

где Y_K – степень охвата газоснабжением города (определяется заданием);

N – число жителей;

Z_1 – доля людей, проживающих в квартирах с централизованным горячим водоснабжением;

Z_2 – доля людей, проживающих в квартирах с горячим водоснабжением от газовых водонагревателей;

Z_3 – доля людей, проживающих в квартирах без централизованного горячего водоснабжения и не имеющих газовых водонагревателей;

g_{K1} , g_{K2} , g_{K3} – нормы расхода теплоты на одного человека в год в квартирах с соответствующим Z .

Для населения, пользующегося газом $Z_1 + Z_2 + Z_3 = 1$.

3.1.2 Определение годового расхода теплоты при потреблении газа на предприятиях бытового обслуживания

Расход теплоты для данных потребителей учитывает расход газа на стирку белья в прачечных, на помывку людей в банях, на санитарную обработку в дезкамерах. Очень часто в городах и посёлках прачечные и бани объединяются в одно предприятие, поэтому расход теплоты для них должен быть также объединён.

$$Q_{Б-П} = Q_Б + Q_П \quad (3.4)$$

Расход теплоты в банях определяется по формуле:

$$Q_Б = Z_Б \cdot Y_Б \cdot N \cdot 52 \cdot g_Б \quad (\text{МДж/год}), \quad (3.5)$$

где $Z_Б$ – доля населения города, пользующегося банями;

$Y_Б$ – доля бань города, использующих газ в виде топлива;

$g_Б$ – норма расхода теплоты на помывку одного человека;

Все g принимаются по таблице Е.1 (приложение Е). В формуле заложена частота посещения бань, равная одному разу в неделю.

Расход теплоты на стирку белья в прачечных определяется по формуле:

$$Q_П = \frac{100 \cdot Z_П \cdot Y_П \cdot N \cdot g_П}{1000} \quad (\text{МДж/год}), \quad (3.6)$$

где $Z_П$ – доля населения города, пользующегося прачечными;

$Y_П$ – доля прачечных города, использующих газ в виде топлива;

$g_П$ – норма расхода теплоты на 1 тонну сухого белья.

В формулу заложена средняя норма поступления белья в прачечные, равная 100 тоннам на 1000 жителей.

3.1.3 Определение годового расхода теплоты при потреблении газа на предприятиях общественного питания

Расход теплоты на предприятиях общественного питания учитывает расход газа на приготовление пищи в столовых, кафе и ресторанах.

Считается, что на приготовление завтраков и ужинов расходуется одно и то же количество теплоты. Расход теплоты на приготовление обеда больше, чем на приготовление завтрака или ужина. Если предприятие общественного питания работает весь день, то расход теплоты здесь должен быть и на завтрак, и на ужин, и на обед. Если предприятие работает пол-

дня, то расход теплоты составляется из расходов теплоты на приготовление завтрака и обеда, или обеда и ужина.

Расход теплоты на предприятиях общественного питания определяется по формуле:

$$Q_{п.оп} = 360 \cdot Z_{п.оп} \cdot Y_{п.оп} \cdot N \cdot g_{п.оп}, \text{ (МДж/год)}, \quad (3.7)$$

где $Z_{п.оп}$ – доля населения города, пользующегося предприятиями общественного питания (задаётся);

$Y_{п.оп}$ – доля предприятий общественного питания города, использующих газ в виде топлива (задаётся);

$g_{п.оп}$ – объединённая норма расхода теплоты на приготовление завтраков, обедов и ужинов, $g_{п.оп} = g_z + g_o + g_u$ (МДж), где g_z , g_o , g_u – нормы расхода теплоты на приготовление одного завтрака, обеда, ужина.

Считается, что из числа людей, постоянно пользующихся столовыми, кафе и ресторанами, каждый человек посещает их 360 раз в году.

Все g принимаются по таблице Е.1 (приложение Е).

3.1.4 Определение годового расхода теплоты при потреблении газа в учреждениях здравоохранения

При расходе газа в больницах и санаториях следует учитывать, что их общая вместимость должна составлять 12 коек на 1000 жителей города или поселка. Расход теплоты в учреждениях здравоохранения необходим для приготовления пищи больным, для санитарной обработки белья, инструментов, помещений.

Он определяется по формуле:

$$Q_{зд} = \frac{12 \cdot Y_{зд} \cdot g_{зд} \cdot N}{1000}, \text{ (МДж/год)}, \quad (3.8)$$

где $Y_{зд}$ – степень охвата газоснабжением учреждений здравоохранения города (задаётся);

$g_{зд}$ – годовая норма расхода теплоты в лечебных учреждениях;

$$g_{зд} = g_{п} + g_{г},$$

где $g_{п}$, $g_{г}$ – нормы расхода теплоты на приготовление пищи и приготовлении горячей воды в лечебных учреждениях.

Все g принимаются по таблице Е.1 (приложение Е).

3.1.5 Определение годового расхода теплоты при потреблении газа на хлебозаводах и пекарнях

При выпечке хлеба и кондитерских изделий, составляющих основной вид продукции данных потребителей газа, следует учитывать разницу в потреблении тепла на разные виды продукции. Норма выпечки хлеба в сутки на 1000 жителей принимается в размере $0,6 \div 0,8$ тонны. В эту норму входит выпечка и чёрного и белого хлеба, а так же выпечка кондитерских изделий. Точно определить, сколько какого вида продукции потребляют жители очень трудно. Поэтому общую норму $0,6 \div 0,8$ тонны на 1000 жителей можно условно поделить пополам, считая, что хлебозаводы и пекарни, поровну выпекают чёрный и белый хлеб. Выпечка кондитерских изделий может быть учтена отдельно, например, в размере 0,1 тонны на 1000 жителей в сутки.

При расчёте расхода газа следует учитывать охват газоснабжением хлебозаводов и пекарен. Общий расход теплоты на хлебозаводы и пекарни определяются по формуле:

$$Q_{ХЗ} = \frac{Y_{ХЗ} \cdot N \cdot [(0,3 \div 0,4)g_{чХ} + (0,3 \div 0,4)g_{бХ} + 0,1g_{ки}] \cdot 365}{1000} \text{ (МДж/год)}, \quad (3.9)$$

где $Y_{ХЗ}$ – доля охвата газоснабжением хлебозаводов и пекарен (задаётся);
 $g_{чХ}$ – норма расхода теплоты на выпечку 1 тонны чёрного хлеба;
 $g_{бХ}$ – норма расхода теплоты на выпечку 1 тонны белого хлеба;
 $g_{ки}$ – норма расхода теплоты на выпечку 1 тонны кондитерских изделий.

3.1.6 Определение годового расхода теплоты на отопление, вентиляцию, горячее водоснабжение жилых и общественных зданий

Годовой расход теплоты на отопление и вентиляцию жилых и общественных зданий вычисляют по формуле:

$$Q_{ОВ} = \frac{g_{ОВ} \cdot F \cdot n_o}{\eta_o} \cdot \frac{t_{ВН} - t_{СР.О.}}{t_{ВН} - t_{РО}} \cdot (24 \cdot (1 + K) + Z \cdot K_1 \cdot K) \text{ (МДж / год)}, \quad (3.10)$$

$t_{ВН}$, $t_{СР.О.}$, $t_{РО}$ – температуры соответственно внутреннего воздуха отапливаемых помещений, средняя наружного воздуха за отопительный период, расчётная наружная для данного района строительства по [1], °С.

K, K_1 – коэффициенты, учитывающие расходы теплоты на отопление и вентиляцию общественных зданий (при отсутствии конкретных данных принимают $K = 0,25$ и $K_1 = 0,4$);

Z – среднее число часов работы системы вентиляции общественных зданий в течение суток ($Z=16$);

n_o – продолжительность отопительного периода в сутках;

F – общая площадь отапливаемых зданий, m^2 ;

$g_{ов}$ – укрупненный показатель максимального часового расхода теплоты на отопление жилых зданий, $МДж/ч \cdot m^2$;

η_o – коэффициент полезного действия отопительной котельной ($\eta_o=0,8 \div 0,85$);

Годовой расход теплоты ($МДж/год$) на централизованное горячее водоснабжение от котельных и ТЭЦ определяют по формуле:

$$Q_{ГВ} = \frac{24 \cdot g_{ГВ} \cdot N_{ГВ}}{\eta_o} \cdot \left(n_o + (350 - n_o) \cdot \frac{65 - t_{ХЛ}}{65 - t_{ХЗ}} \cdot \beta \right) (МДж / год), \quad (3.11)$$

где $g_{ГВ}$ – укрупненный показатель среднечасового расхода теплоты на горячее, $МДж/чел \cdot ч$;

$N_{ГВ}$ – число жителей города, пользующихся горячим водоснабжением от котельных или ТЭЦ, чел.;

β – коэффициент учитывающий снижение расхода горячей воды в летний период ($\beta=0,8$);

$t_{ХЗ}, t_{ХЛ}$ – температуры водопроводной воды в отопительный и летний периоды, $^{\circ}C$ (при отсутствии данных принимают $t_{ХЛ} = 15, t_{ХЗ} = 5$).

3.1.7 Определение годового расхода теплоты при потреблении газа на нужды торговли, предприятий бытового обслуживания населения, школ и ВУЗов

В школах и вузах города газ может использоваться для лабораторных работ. Для этих целей принимают средний расход теплоты на одного учащегося или студента в размере $50 \text{ МДж/(год} \cdot \text{чел.)}$:

$$Q_{ш} = 0,3 \cdot N \cdot 50, (МДж/год), \quad (3.12)$$

где N – количество жителей, (чел), коэффициент $0,3$ – доля населения школьного возраста и младше.

3.1.8 Составление итоговой таблицы потребления газа городом

Годовые расходы газа на нужды мелких коммунально-бытовых потребителей следует принимать в размере до 5% суммарного расхода на жилые дома.

Примеры расчетов годового расхода газа на хозяйственные и коммунально-бытовые нужды сводятся в итоговую таблицу 3.1.

Таблица 3.1 – Итоговая таблица расхода газа городом

№ п/п	Потребитель	Годовой расход теплоты, $Q_{\text{год}}$ МДж/год	Годовой расход газа, $V_{\text{год}}$ м³/год	Кол-во часов использования макс. нагрузки, т, час/год	Часовой расход газа $V_{\text{ч}}$ м³/ч
1	2	3	4	5	6
1	Квартиры	$232,256 \cdot 10^6$	$6831,059 \cdot 10^3$	2600	2627,33
2	Бани	$62,634 \cdot 10^6$	$1842,176 \cdot 10^3$	2700	682,29
3	Прачечные	$18,116 \cdot 10^6$	$532,823 \cdot 10^3$	2900	183,73
4	Предприятия общепита	$7,285 \cdot 10^6$	$214,265 \cdot 10^3$	2000	107,13
5	Учреждения здравоохранения	$3,585 \cdot 10^6$	$105,441 \cdot 10^3$	2700	39,05
6	Хлебозаводы	$34,776 \cdot 10^6$	$1022,823 \cdot 10^3$	6000	170,47
7	Отопление и вен- тиляция	$1022,989 \cdot 10^6$	$30,088 \cdot 10^6$	2417	12448,49
8	Горячее водо- снабжение	$226,856 \cdot 10^6$	$6672,235 \cdot 10^3$	2417	2760,54
9	Котельная	$1249,846 \cdot 10^6$	$36,760 \cdot 10^6$	2417	15208,94
10	Школы и д/с	722700	21256	2000	10,63
11	Промышленность	$250 \cdot 10^6$	$7352,941 \cdot 10^3$	6500	1131,22

3.2 Определение годовых и часовых расходов газа различными потребителями

Годовой расход газа в м³/год для любого потребителя города или района определяется по формуле:

$$V_{i.\text{год}} = \frac{Q_{i.\text{год}}}{Q_p^H} (\text{м}^3 / \text{год}), \quad (3.13)$$

где $Q_{i.\text{год}}$ – годовой расход теплоты соответствующего потребителя газа;

Q_p^H – низшая теплота сгорания (МДж/м³), определяется по химическому составу газа.

Результаты расчётов годовых расходов газа по всем потребителям города вносят в таблицу 3.1.

Потребление газа в городе различными потребителями зависит от многих факторов. Каждый потребитель имеет свои особенности и потребляет газ по-своему. Между ними существует определенная неравномерность в потреблении газа. Учет неравномерности потребления газа осуществляется путем введения коэффициента часового максимума, который обратно пропорционален периоду, в течение которого расходуется годовой ресурс газа при максимальном его потреблении:

$$K_{\max}^h = \frac{1}{m}, \quad (3.14)$$

где m - количество часов использования максимума нагрузки в году, ч/год.

С помощью $K_{\max}^h$ определяется часовой расход газа для каждого потребителя города ($\text{м}^3/\text{ч}$):

$$V_{i,\text{час}} = V_{i,\text{ГОД}} \cdot K_{\max}^h \quad (\text{м}^3/\text{ч}), \quad (3.15)$$

Кол-во часов использования максимума для отопительных котельных определяется по формуле:

$$m_{\text{кот}} = 24 \cdot n_o \cdot \frac{t_{\text{BH}} - t_{\text{CP.O.}}}{t_{\text{BH}} - t_{\text{P.O.}}} \quad (\text{ч} / \text{год}), \quad (3.16)$$

3.3 Построение графиков бытового газопотребления

Графики годового потребления газа являются основной как для планирования добычи газа, так и для выбора и обоснования мероприятий, обеспечивающих регулирование неравномерности потребления газа. Кроме того, знание годовых графиков газопотребления имеет большое значение для эксплуатации городских систем газоснабжения, так как позволяет правильно планировать спрос на газ по месяцам года, определять необходимую мощность городских потребителей - регуляторов, планировать проведение реконструкции и ремонтных работ на газовых сетях и их сооружениях. Используя провалы в потреблении газа для отключения отдельных участков газопровода и газорегуляторных пунктов на ремонт, можно провести его без нарушения подачи газа потребителям.

Различные потребители газа в городе по-разному забирают газ из газопроводов. Самой большой сезонной неравномерностью обладают ото-

пительные котельные и ТЭЦ. Наиболее стабильными потребителями газа являются промышленные предприятия. Коммунально-бытовые потребители обладают определенной неравномерностью в потреблении газа, но значительно меньшей по сравнению с отопительными котельными.

Вообще, неравномерность расходования газа отдельными потребителями определяется рядом факторов: климатическими условиями, укладом жизни населения, режимом работы промпредприятия, и т. п. Все факторы, влияющие на режим газопотребления в городе, учесть невозможно. Только накопление достаточного количества статистических данных о потреблении газа различными потребителями может дать объективную характеристику городу с точки зрения газопотребления.

Годовой график потребления газа городом строят, учитывая средне-статистические данные потребления газа по месяцам года для различных категорий потребителей. Общий расход газа в течение года разбивается по месяцам. Расход газа для каждого месяца в общем газопотреблении определяется на основании следующего расчёта:

$$V_{i.MEC} = \frac{V_{i.ГОД} \cdot q_i}{100}, \quad (3.17)$$

где q_i - доля данного месяца в общегодовом потреблении газа, %.

Доля годового расхода газа в каждом месяце отопительно-вентиляционной нагрузки определяется по формуле:

$$q_{i.OB} = \frac{(t_B - t_{CP.M}) \cdot n_M}{100 \cdot \sum ((t_B - t_{CP.M}) \cdot n_M)}, \quad (3.18)$$

$t_{CP.M}$ – среднемесячные температуры, (°C);

n_M – количество отопительных дней в месяце.

Расход газа в каждом месяце на горячее водоснабжение можно считать равномерным. Этот расход газа определяет минимальную нагрузку котельной в летний период.

Определённые по формуле месячные расходы газа изображают на графике годового потребления газа городом в виде ординат, постоянных для данного месяца. После построения всех ординат для каждого месяца для всех категорий потребителей производят построение общего годового расхода по месяцам. Этот осуществляется путём суммирования ординат всех потребителей в пределах каждого месяца.

Бытовые потребители отличаются неравномерностью газопотребления по месяцам года, дням недели, часам суток.

Суммарный расход газа для района распределяется по месяцам года в следующих долях, приведенных в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Расход газа по месяцам года, % годового потребления

Потребитель	Месяц											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Квартиры жилых зданий	10,3	9,6	10	9,3	8,6	7	5	5,2	7	8,7	9,4	9,9
Учреждения коммунально-бытового обслуживания	10,6	9,6	9,8	9,2	9	7,8	4,6	4,8	7,9	8,8	8,9	9,6
Столовые и рестораны	9,5	8,6	9,5	8,6	8,2	7,7	6,8	6,8	7,7	8,5	8,6	9,5
Хлебозаводы и пекарни	10,2	8,7	9,8	8,7	7,6	7,2	6,4	6,6	7,1	8,5	8,8	10,4
Бани	11,5	10,4	10	9,2	6,6	6,1	5,4	4,9	6,1	8,2	9,6	12
Прачечные	9,4	8,5	8,9	8,5	7,4	8	7,5	7,5	8,3	8,5	8,2	9,3

4 ВЫБОР И ОБОСНОВАНИЕ СИСТЕМЫ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ

Системы газоснабжения представляют собой сложный комплекс сооружений. На выбор системы газоснабжения города оказывает влияние ряд факторов. Это прежде всего: размер газифицируемой территории, особенности ее планировки, плотность населения, число и характер потребителей газа, наличие естественных и искусственных препятствий для прокладки газопроводов (рек, дамб, оврагов, железнодорожных путей, подземных сооружений и т.п.). При проектировании системы газоснабжения разрабатывают ряд вариантов и производят их технико-экономическое сравнение. Для строительства применяют наивыгоднейший вариант.

В зависимости от максимального давления газа городские газопроводы разделяют на следующие группы:

- высокого давления 1 категории с давлением от 0,6 до 1,2 МПа;
- среднего давления от 5 кПа до 0,3 МПа;
- низкого давления до 5 кПа;

Газопроводы высокого и среднего давления служат для питания городских распределительных сетей среднего и низкого давления. По ним идет основная масса газа ко всем потребителям города. Эти газопроводы являются основными артериями, питающими город газом. Их выполняют в виде колец, полу колец или лучей. Газ в газопроводы высокого и среднего давления подается от газораспределительных станций (ГРС).

Современные системы городских газовых сетей имеют иерархическую систему построения, которая увязывается с приведённой выше классификацией газопроводов по давлению. Верхний уровень составляют газопроводы высокого давления первой и второй категории, нижний газопроводы низкого давления. Давление газа при переходе с высокого уровня на более низкий постепенно снижается. Это осуществляется с помощью регуляторов давления, установленных на ГРП.

По числу ступеней давления, применяемых в городских газовых сетях, они подразделяются на:

- двухступенчатые, состоящие из сетей высокого или среднего давления и низкого давления;
- трёхступенчатые, включающие газопроводы высокого, среднего и низкого давления;

– многоступенчатые, в которых газ подаётся по газопроводам высокого (1 и 2 категорий) давления, среднего и низкого давления.

Выбор системы газоснабжения в городе зависит от характера потребителей газа, которым нужен газ соответствующего давления, а также от протяженности и нагрузки газопроводов. Чем разнообразнее потребители газа и чем большую протяженность и нагрузку имеют газопроводы, тем сложнее будет система газоснабжения.

В большинстве случаев для городов с населением до 500 тысяч человек наиболее экономически целесообразной является двухступенчатая система. Для больших городов с населением более 1000000 человек и наличием крупных промпредприятий предпочтительной является трёх или многоступенчатая системы.

Трассы газопроводов проектируют из условия минимальной протяженности сети. При этом газопроводы высоких давлений стараются прокладывать по окраинным районам города, где небольшая плотность населения и меньшее число подземных сооружений.

Сети низкого давления состоят из уличных распределительных газопроводов, абонентских ответвлений, подводящих газ к зданию и внутридомовых газопроводов, которые распределяют газ между отдельными приборами внутри здания. Плотность распределительных газопроводов принимают такой, чтобы длина абонентских ответвлений до вводов в здания была 50-100 м. Жилые и общественные здания, коммунально-бытовые потребители, а также мелкие предприятия присоединяют непосредственно к распределительным газопроводам.

Для повышения надежности газоснабжения сети кольцуют. В сетях низкого давления целесообразно кольцевать только распределительные газопроводы, а второстепенные (абонентские ответвления) выполнять тупиковыми разветвленными.

При трассировке сетей низкого давления необходимо на генплане определить главный проезд района. Затем, учитывая, что газопроводы по главным проездам не прокладывают, по соседним параллельным проездам (через один) наметить трассы газопроводов. Точно также наметить трассы и в перпендикулярном к главному проезду направлении. После анализа лишние трассы газопроводов убирают.

Число газорегуляторных пунктов (ГРП) определяют технико-экономическим расчетом. ГРП располагают в центрах зон, которые они

питают. Зона действия одного ГРП не должна перекрываться зоной действия другого ГРП. Точки встречи потоков газа в системе с несколькими ГРП назначают на границе зон соседних ГРП.

4.1 Определение оптимального числа ГРП

Газораспределительные станции стоят во главе систем газоснабжения. Через них идёт питание кольцевых газопроводов высокого или среднего давления. К ГРС газ поступает из магистральных газопроводов под давлением 6...7 МПа. На ГРС давление газа снижается до высокого или среднего. Кроме того, на ГРС газ приобретает специфический запах. Его одоризируют. Здесь газ также подвергается дополнительной очистке от механических примесей и подсушивается.

Выбор оптимального числа ГРС для города является одним из важнейших вопросов. С увеличением числа ГРС уменьшаются нагрузки и радиус действия городских магистралей, что приводит к уменьшению их диаметров и снижению затрат на металл. Однако увеличение числа ГРС увеличивает затраты на их сооружение и строительство магистральных газопроводов, подводящих газ к ГРС, увеличиваются эксплуатационные расходы за счет содержания обслуживающего персонала ГРС.

При определении числа ГРС можно ориентироваться на следующее:

- для небольших городов и посёлков с населением до 100...120 тысяч человек наиболее рациональными являются системы с одной ГРС;
- для городов с населением 200...300 тысяч человек наиболее рациональными являются системы с двумя и тремя ГРС;
- для городов с населением более 300 тысяч человек наиболее экономичными являются системы с тремя ГРС.

ГРС, как правило, располагаются за городской чертой. Если число ГРС более одной, то они располагаются с разных сторон города. ГРС соединяются, как правило, двумя нитками газопроводов, что обеспечивает более высокую надёжность газоснабжения города. Очень крупные потребители газа (ТЭЦ, промпредприятия, металлургические заводы и т. п.) питаются непосредственно от ГРС.

Газорегуляторные пункты стоят во главе распределительных газовых сетей низкого давления, питающих газом жилые дома. Оптимальное число ГРП определяется из соотношения:

$$n_{onm} = \frac{V_{\text{час}}}{V_{onm}} \text{ (шт.)}, \quad (4.1)$$

где $V_{\text{час}}$ – часовой расход газа на жилые дома, $\text{м}^3/\text{ч.}$;

$V_{\text{опт}}$ – оптимальный расход газа через ГРП, $\text{м}^3/\text{ч.}$

Для определения $V_{\text{опт}}$ необходимо вначале определить оптимальный радиус действия ГРП, который должен находиться в пределах 400...800 метров. Этот радиус определяется по формуле:

$$R_{onm} = 249 \cdot \frac{\Delta P^{0,081}}{\varphi^{0,245}} \cdot (m \cdot e)^{0,143}, \text{ (м)}, \quad (4.2)$$

где ΔP – расчетный перепад давления в сетях низкого давления (1000...1800 Па);

φ – коэффициент плотностей сетей низкого давления, $1/\text{м}$;

$$\varphi = 0,0075 + 0,003 \cdot \frac{m}{100}, \left(\frac{1}{\text{м}} \right), \quad (4.3)$$

m – плотность населения по району действия ГРП, чел/га;

e – удельный часовой расход газа на одного человека, $\text{м}^3/\text{чел.ч.}$, который задаётся или вычисляется, если известно количество жителей (N), потребляющих газ, и известно количество газа (V), потребляемого ими в час:

$$e = \frac{V}{N}, \text{ (м}^3/\text{чел. ч)}, \quad (4.4)$$

Оптимальный расход газа через ГРП определяется из соотношения:

$$V_{onm} = \frac{m \cdot e \cdot R_{onm}^2}{5000}, \text{ (м}^3/\text{ч)}. \quad (4.5)$$

Полученное оптимальное число ГРП используют при конструировании газовых сетей низкого давления. Сетевые ГРП размещают, как правило, в центре газифицируемой территории так, чтобы все потребители газа были расположены от ГРП примерно на одинаковых расстояниях. Максимальное удаление ГРП от проектируемых магистральных газопроводов высокого или среднего давления должно составлять 50...100 метров.

4.2 Типовые схемы ГРП и ГРУ

Газорегуляторные пункты (ГРП) размещают в отдельно стоящих зданиях из кирпича или железобетонных блоков. Размещение ГРП в насе-

ленных пунктах регламентируется СП 62.13330.2011. На промышленных предприятиях ГРП размещаются на местах вводов газопроводов на их территорию.

Здание ГРП имеет 4 отдельных помещения:

- основное помещение, где размещается все газо-регулирующее оборудование;
- помещение для контрольно-измерительных приборов;
- помещение для отопительного оборудования с газовым котлом;
- помещение для вводного и выводного газопровода и ручного регулирования давления газа.

В типовом ГРП, можно выделить следующие узлы:

- узел ввода-вывода газа с байпасом для ручного регулирования давления газа после ГРП;
- узел механической очистки газа с фильтром;
- узел регулирования давления газа с регулятором и предохранительно-запорным клапаном;
- узел измерения расхода газа с диафрагмой или счётчиком газа.

В помещении для контрольно-измерительных приборов размещаются самопишущие манометры, измеряющие давление газа до и после ГРП, расходомер газа, дифманометр, измеряющий перепад давления на фильтре. В основном помещении ГРП устанавливаются показывающие манометры, измеряющие давление газа до и после ГРП; термометры расширения, измеряющие температуру газа на вводе газа в ГРП и после узла измерения расхода газа.

В помещении ГРП необходимо поддерживать положительную температуру воздуха не менее 10 °С. Для этого ГРП оборудуется местной системой отопления или подключается к системе отопления одного из ближайших зданий.

Для вентиляции ГРП на крыше устанавливается дефлектор, обеспечивающий трёхкратный воздухообмен в основном помещении ГРП. Входная дверь в основное помещение ГРП в нижней её части должна иметь щели для прохода воздуха.

Освещение ГРП чаще всего выполняется наружным путем установки источников направленного света на окнах ГРП. Можно выполнять освещение ГРП во взрывобезопасном исполнении. В любом случае включение освещения ГРП должно осуществляться снаружи.

Возле здания ГРП оборудуется молниезащита и заземляющий контур.

Газорегуляторные установки (ГРУ) по своим задачам и принципу работы не отличаются от ГРП. Основное их отличие от ГРП заключается в том, что ГРУ можно размещать непосредственно в тех помещениях, где используется газ, или где-то рядом, обеспечивая свободный доступ к ГРУ. Отдельных зданий для ГРУ не строят. ГРУ обносят заградительной сеткой и вывешивают возле нее предупредительные плакаты. ГРУ, как правило, сооружаются в производственных цехах, в котельных, у коммунально-бытовых потребителей газа. ГРУ могут выполняться в металлических шкафах, которые укрепляются на наружных стенах производственных зданий. Правила размещения ГРУ регламентируются СП 62.13330.2011.

К помещению, где расположено ГРУ, с точки зрения вентиляции и освещения предъявляются те же требования, что и для ГРП.

4.3 Выбор оборудования газорегуляторных пунктов и установок

Выбор оборудования ГРП и ГРУ начинается с определения типа регулятора давления газа. После выбора регулятора давления определяются типы предохранительно-запорных и предохранительно-сбросных клапанов. Далее подбирается фильтр для очистки газа, а затем запорная арматура и контрольно-измерительные приборы.

4.3.1 Выбор регулятора давления

Регулятор давления должен обеспечивать пропуск через ГРП необходимого количества газа и поддерживать постоянное давление его независимо от расхода.

Расчётное уравнение для определения пропускной способности регулятора давления выбираются в зависимости от характера истечения газа через регулирующий орган.

При докритическом истечении, когда скорость газа при проходе через клапан регулятора не превышает скорость звука, расчётное уравнение записывается в виде:

$$V_p = 5260 \cdot K_v \cdot \varepsilon \cdot \sqrt{\frac{\Delta P \cdot P_1}{\rho_o \cdot T \cdot Z}}, \text{ (м}^3 \text{ / ч)}, \quad (4.6)$$

26

При сверхкритическом давлении, когда скорость газа в клапане регулятора давления превышает скорость звука, расчётное уравнение имеет вид:

$$V_p = 5260 \cdot K_v \cdot \varepsilon_{kp} \cdot P_1 \cdot \sqrt{\frac{\left(\frac{\Delta P}{P_1}\right)_{kp}}{\rho_0 \cdot T \cdot Z}}, \text{ м}^3/\text{ч} \quad (4.7)$$

где K_v – коэффициент пропускной способности регулятора давления;

ε – коэффициент, учитывающий неточность исходной модели для уравнений:

$$\varepsilon = 1 - 0,46 \cdot \frac{\Delta P}{P_1} \quad (4.8)$$

$$\varepsilon = 1 - 0,46 \cdot \left(\frac{\Delta P}{P_1}\right)_{kp} \quad (4.9)$$

ΔP – перепад давлений в линии регулирования, МПа

$$\Delta P = P_1 - P_2, \text{ (МПа)}, \quad (4.10)$$

где P_1 – абсолютное давление газа перед ГРП или ГРУ, МПа;

P_2 – абсолютное давление газа после ГРП или ГРУ, МПа;

$$P_1 = 0,15 + 0,1 = 0,25 \text{ (МПа)},$$

$$P_2 = 0,005 + 0,1 = 0,105 \text{ (МПа)},$$

$\rho_0 = 0,73$ – плотность газа при нормальном давлении, кг/м³;

T – абсолютная температура газа равная 283 К;

Z – коэффициент, учитывающий отклонение свойств газа от свойств идеального газа (при $P_1 \leq 1,2$ МПа $Z = 1$).

Критическое соотношение перепада давления в линии регулирования к абсолютному давлению перед ГРП:

$$\left(\frac{\Delta P}{P_1}\right)_{kp} = 0,5$$

Расчётный расход V_p должен быть больше оптимального расхода газа через ГРП на 15...20%, то есть:

$$V_p = (1,15 \div 1,2) \cdot V_{\text{опт}} \text{ (м}^3/\text{ч.)}, \quad (4.11)$$

Определить режим истечения газа через клапан регулятора можно по соотношению $\frac{P_2}{P_1}$.

Если $\frac{P_2}{P_1} \geq 0,5$, то течение газа будет докритическим и поэтому следует применять уравнение 4.6.

Так как $\frac{P_2}{P_1} < 0,5$, то течение газа будет сверхкритическим и поэтому следует применять уравнение 4.7.

Из вышеуказанных уравнений для определения типа регулятора определяем его коэффициент пропускной способности K_v .

Определив K_v , по литературе [5], выбираем тип регулятора с K_v ближайшим большим значением, чем получен по расчёту.

4.3.2 Выбор предохранительно-запорного клапана

Промышленность выпускает два типа ПЗК: ПКН и ПКВ. Первый следует применять в случаях, когда после ГРП или ГРУ поддерживается низкое давление, второй - среднее. Габариты и тип клапана определяются типом регулятора давления. ПЗК обычно выбирают с таким же условным диаметром, как и регулятор.

4.3.3 Выбор предохранительно-сбросного клапана

Предохранительно-сбросной клапан подбирается по пропускной способности регулятора давления. Пропускная способность ПСК должна составлять не менее 10 % от пропускной способности регулятора давления или не менее пропускной способности наибольшего из клапанов.

4.3.4 Выбор фильтра

Задачей фильтра в ГРП или ГРУ является очистка от механических примесей. При этом фильтр должен пропускать весь газовый поток, не превышая допустимую потерю давления на себе в размере 10000 Па.

Промышленность выпускает два вида газовых фильтров: кассетные с литым корпусом типа ФВ-100 и ФВ-200; кассетные со сварным корпусом типа ФГ7-50-6; ФГ9-50-12; ФГ15-100-6; ФГ19-10-12; ФГ36-200-6; ФГ46-200-12; ФГ80-300-6; ФГ100-300-12.

Первый тип фильтров предназначен для небольших до 3800 м³/ч расходов газа. Второй тип фильтров предназначен для пропуска больших расходов газа. Число после ФГ означает пропускную способность фильтра в тысячах кубических метров в час.

Для подбора фильтра необходимо определить перепад давления газа на нем при расчетном расходе газа через ГРП или ГРУ.

Для фильтров этот перепад давления определяют по формуле:

$$\Delta P = 0,1 \cdot \Delta P_{\text{зр}} \cdot \left(\frac{V_p}{V_{\text{зр}}} \right)^2 \cdot \frac{\rho_0}{P_1} \quad (4.12)$$

где $\Delta P_{\text{ГР}}$ – паспортное значение перепада давления газа на фильтре, Па;

$V_{\text{ГР}}$ – паспортное значение пропускной способности фильтра, м³/ч;

ρ_0 – плотность газа при нормальных условиях, кг/м³;

P_1 – абсолютное давление газа перед фильтром, МПа;

V_p – расчетный расход газа через ГРП или ГРУ, м³/ч.

Если расчетное значение перепада давления не превышает допустимого значения 10000 Па, то фильтр выбран верно.

4.3.5 Выбор запорной арматуры

Запорная арматура (затвора, вентили, пробковые краны), применяющаяся в ГРП и ГРУ должна быть рассчитана на газовую среду. Главными критериями при выборе запорной арматуры являются условный диаметр D_y и исполнительное давление P_y .

Затвора применяются как с выдвижными, так и с не выдвижными шпинделем. Первые предпочтительней для надземной установки, вторые - для подземной.

Вентили применяют в тех случаях, когда повышенной потерей давления можно пренебречь, например, на импульсных линиях.

Пробковые краны имеют значительно меньшее гидравлическое сопротивление, чем вентили. Их различают по затяжке конической пробки на натяжные и сальниковые, а по методу присоединения к трубам - на муфтовые и фланцевые.

Материалом для изготовления запорной арматуры служат: углеродистая сталь, легированная сталь, серый и ковкий чугун, латунь и бронза.

Запорная арматура из серого чугуна применяется при рабочем давлении газа не более 0,6 МПа. Стальная, латунная и бронзовая при давлении до 1,6 МПа. Рабочая температура для чугунной и бронзовой арматуры должна быть не ниже минус 35 °С, для стальной не менее минус 40 °С.

На входе газа в ГРП следует применять стальную арматуру, или арматуру из ковкого чугуна. На выходе из ГРП при низком давлении можно применять арматуру из серого чугуна. Она дешевле стальной.

Условный диаметр задвижек в ГРП должен соответствовать диаметру газопроводов на входе и выходе газа. Условный диаметр вентилей и кранов на импульсных линиях ГРП или ГРУ рекомендуется выбирать равным 20 мм или 15 мм.

4.4 Конструктивные элементы газопроводов

На газопроводах применяются следующие конструктивные элементы: трубы; запорно-регулирующая арматура; линзовые компенсаторы; сборники конденсата; футляры; колодцы; опоры и кронштейны для наружных газопроводов; системы защиты подземных газопроводов от коррозии; контрольные пункты для измерения потенциала газопроводов относительно грунта и определения утечек газа.

Трубы составляют основную часть газопроводов, по ним транспортируется газ к потребителям. Все соединения труб на газопроводах выполняются только сварными. Фланцевые соединения допускаются только местах установки запорно-регулирующей арматуры.

4.4.1 Трубы

Для строительства систем газоснабжения следует применять стальные прямошовные, спиральношовные сварные и бесшовные трубы, изготавливаемые из хорошо свариваемых сталей, содержащих не более 0,25 % углерода, 0,056 % серы и 0,046 % фосфора. Для газопроводов, например, применяется сталь углеродистая обыкновенного качества, спокойная, группы В ГОСТ 14637-89 и ГОСТ 16523-89 не ниже второй категории марок Ст. 2, Ст. 3, а также Ст. 4 при содержании в ней углерода не более 0,25%.

А – нормирование (гарантия) механических свойств;

Б – нормирование (гарантия) химического состава;

В – нормирование (гарантия) химического состава и механических свойств;

Г – нормирование (гарантия) химического состава и механических свойств на термообработанных образцах;

Д – без нормируемых показателей химического состава и механических свойств.

Рекомендуется применять трубы следующих групп поставки:

– при расчетной температуре наружного воздуха до минус 40 °С – группу В;

– при температуре минус 40 °С и ниже – группы В и Г.

При выборе труб для строительства газопроводов следует применять, как правило, трубы, изготовленные из более дешевой углеродистой стали по ГОСТ 380-88 или ГОСТ 1050-88.

4.4.2 Детали газопроводов

К деталям газопроводов относятся: отводы, переходы, тройники, заглушки.

Отводы устанавливаются в местах поворотов газопроводов на углы 90°, 60° или 45°.

Переходы устанавливаются в местах изменения диаметров газопроводов. На чертежах и схемах их изображают следующим образом

Тройники служат для закрытия и герметизации торцевых частей тупиковых участков газопроводов. Их применяют в местах подключения к газопроводам потребителей.

Заглушки служат для закрытия и герметизации торцевых частей тупиковых участков газопроводов. Заглушки представляют собой круг соответствующего диаметра, выполненный из стали тех же марок, что и газопровод.

5 ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЁТ ГАЗОПРОВОДОВ

Основная задача гидравлических расчетов заключается в том, чтобы определить диаметры газопроводов. С точки зрения методов гидравлические расчеты газопроводов можно разделить на следующие типы:

- расчет кольцевых сетей высокого и среднего давления;
- расчет тупиковых сетей высокого и среднего давления;
- расчет многокольцевых сетей низкого давления;
- расчет тупиковых сетей низкого давления.

Для проведения гидравлических расчётов необходимо иметь следующие исходные данные:

- расчетную схему газопровода с указанием на ней номеров и длин участков;
- часовые расходы газа у всех потребителей, подключенных к данной сети;
- допустимые перепады давления газа в сети.

Расчетная схема газопровода составляется в упрощенном виде по плану газифицируемого района. Все участки газопроводов как бы выпрямляются и указываются их полные длины со всеми изгибами и поворотами. Точки расположения потребителей газа на плане определяются местами расположения соответствующих ГРП или ГРУ.

5.1 Гидравлический расчет кольцевых сетей высокого и среднего давления

Гидравлический режим работы газопроводов высокого и среднего давления назначается из условий максимального газопотребления.

Расчёт подобных сетей состоит из трёх этапов:

- расчет в аварийных режимах;
- расчет при нормальном потокораспределении ;
- расчёт ответвлений от кольцевого газопровода.

Расчетная схема газопровода представлена на рисунке 5.1. Длины отдельных участков указаны в километрах. Номера расчетных участков указаны числами в скобках. Расход газа отдельными потребителями обозначен буквой V и имеет размерность $\text{м}^3/\text{ч}$. Места изменения расхода газа на

кольце обозначены цифрами 0, 1, 2, , и т. д. Источник питания газом (ГРС) подключен к точке 0.

Газопровод высокого давления имеет в начальной точке 0 избыточное давление газа $P_H=0,6$ МПа (по варианту). Конечное избыточное давление газа $P_K=0,15$ МПа. Это давление должно поддерживаться у всех потребителей, подключенных к данному кольцу, одинаковым независимо от места их расположения.

В расчетах используется абсолютное давление газа, поэтому расчетные $P_H=0,7$ МПа и $P_K=0,25$ МПа. Длины участков переведены в километры.

Для начала расчёта определяем среднюю удельную разность квадратов давлений (МПа²/км):

$$A_{cp} = \frac{P_H^2 - P_K^2}{1,1 \cdot \sum l_i} \quad (5.1)$$

где $\sum l_i$ - сумма длин всех участков по расчётному направлению, км.

Множитель 1,1 означает искусственное увеличение длинны газопровода для компенсации различных местных сопротивлений (повороты, задвижки, компенсаторы и т. п.). Далее, используя среднее значение A_{cp} и расчетный расход газа на соответствующем участке, по номограмме (приложение М) определяем диаметр газопровода и по нему, используя ту же номограмму, уточняем значение A для выбранного стандартного диаметра газопровода. Затем по уточненному значению A и расчетной длине, определяем точное значение разности $P_H^2 - P_K^2$ на участке. Все расчеты сводят в таблицы.

5.1.1 Расчет в аварийных режимах

Аварийные режимы работы газопровода наступают тогда, когда откажут в работе участки газопровода, примыкающие к точке питания 0. В нашем случае это участки 1 и 18. Питание потребителей в аварийных режимах должно осуществляться по тупиковой сети с условием обязательного поддержания давления газа у последнего потребителя $P_K = 0,25$ МПа.

Результаты расчетов сводим в таблицы 7 и 8.

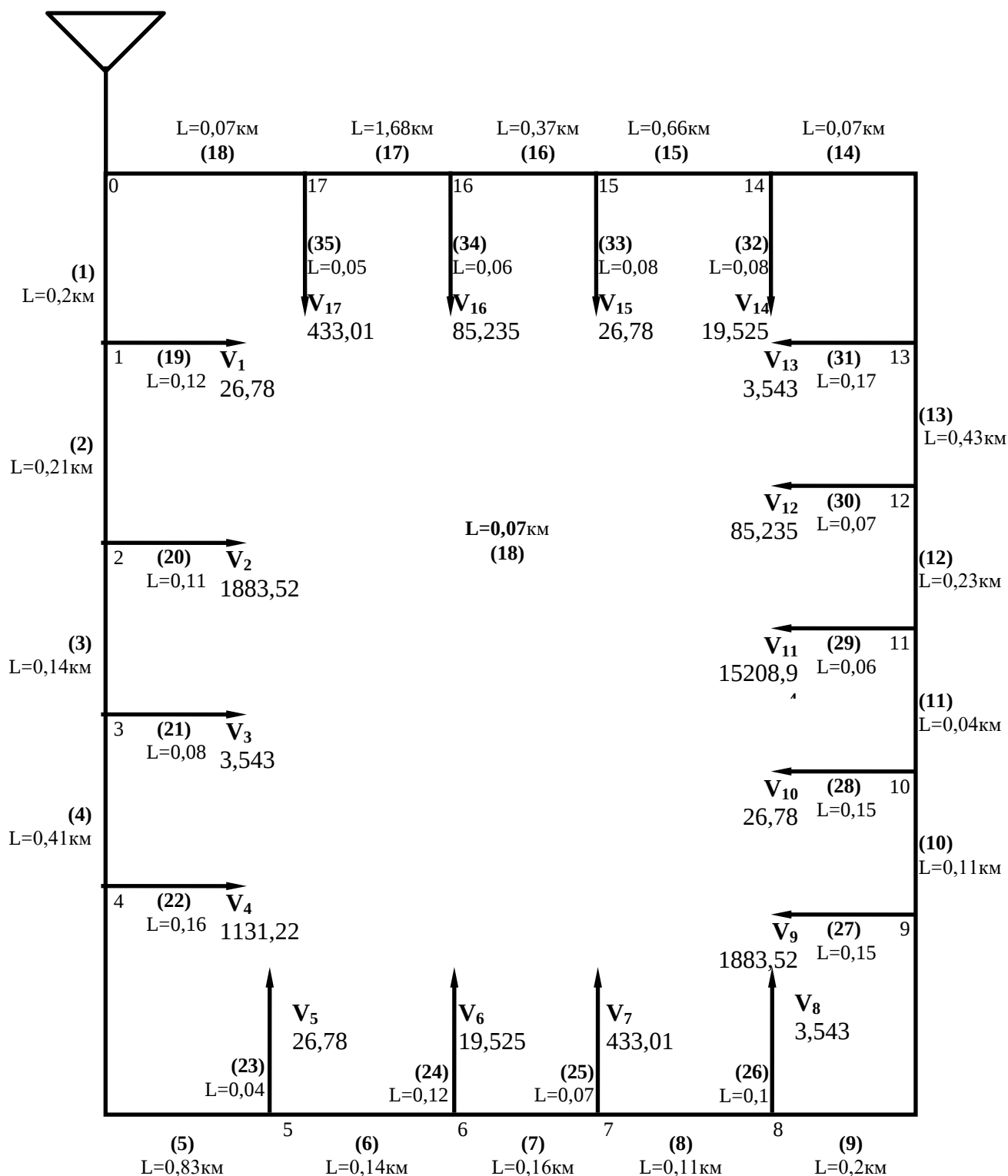


Рисунок 5.1 - Расчётная схема кольцевого газопровода высокого давления

Расход газа на участках определяется по формуле:

$$V_P = 0,59 \cdot \Sigma(K_{OB\ i} \cdot V_i), \text{ (м}^3 / \text{ч)}, \quad (5.2)$$

где $K_{OB\ i}$ - коэффициент обеспеченности различных потребителей газа;

V_i - часовой расход газа у соответствующего потребителя, м³/ч.

Для простоты коэффициент обеспеченности принят равным 0,8 у всех потребителей газа.

Расчетную длину участков газопровода определяют по уравнению:

$$l_p = 1,1 \cdot l_{\Gamma}, (\text{км}), \quad (5.3)$$

Средняя удельная разность квадратов давлений в первом аварийном режиме составит:

$$A_{CP} = (0,7^2 - 0,25^2) / 1,1 \cdot 6,06 = 0,064 (\text{МПа}^2 / \text{км}),$$

$$\Sigma l_i = 6,06 (\text{км}).$$

Таблица 5.1 - Аварийный режим на участке 1

Отказал участок 1					
№ уч.	d _y мм	l _p км	V _p м ³ / ч	$\frac{P^2_H - P^2_K}{l_p}$	P ² _H -P ² _K , МПа ²
1	2	3	4	5	6
18	500	0,077	10053,831	0,045	0,003465
17	500	1,848	9849,4501	0,04	0,07392
16	500	0,407	9809,2192	0,04	0,01628
15	500	0,726	9796,579	0,04	0,02904
14	400	0,077	9787,3632	0,19	0,01463
13	400	0,473	9785,6909	0,19	0,08987
12	400	0,253	9745,46	0,18	0,04554
11	250	0,044	2566,8403	0,1	0,0044
10	250	0,121	2554,2002	0,1	0,0121
9	250	0,22	1665,1787	0,053	0,01166
8	250	0,121	1663,5064	0,053	0,006413
7	250	0,176	1459,1257	0,045	0,00792
6	250	0,154	1449,9099	0,045	0,00693
5	250	0,913	1437,2697	0,045	0,041085
4	200	0,451	903,3339	0,045	0,020295
3	150	0,154	901,6616	0,2	0,0308
2	100	0,363	12,64016	0,031	0,011253
		Σl _p =6,578			Σ(P ² _H -P ² _K)=0,4256

$$P_K = \sqrt{0,7^2 - 0,4256} - 0,1 = 0,1538 \quad \text{Ошибка: } 1,5 \% < 5 \%$$

Отсюда следует, расчёт сделан правильно.

Переходим к расчету во втором аварийном режиме.

Таблица 5.2 - Аварийный режим на участке 18

Отказал участок 18					
№ уч.	d _y мм	l _p км	V _p м ³ / ч	$\frac{P_H^2 - P_K^2}{l_p}$	P ² _H -P ² _K , МПа ²
1	2	3	4	5	6
1	500	0,22	10053,831	0,045	0,0099
2	500	0,231	10041,191	0,045	0,010395
3	500	0,154	9152,1692	0,038	0,005852
4	500	0,451	9150,4969	0,038	0,017138
5	400	0,913	8616,5611	0,1	0,0913
6	400	0,154	8603,9209	0,1	0,0154
7	400	0,176	8594,7051	0,1	0,0176
8	400	0,121	8390,3244	0,1	0,0121
9	400	0,22	8388,6521	0,1	0,022
10	400	0,121	7499,6307	0,085	0,010285
11	400	0,044	7486,9905	0,085	0,00374
12	125	0,253	308,37082	0,085	0,021505
13	125	0,473	268,1399	0,06	0,02838
14	125	0,077	266,4676	0,06	0,00462
15	125	0,726	257,2518	0,06	0,04356
16	125	0,407	244,61169	0,06	0,02442
17	125	1,903	204,38072	0,045	0,085635
		Σl _p =6,644			Σ(P ² _H -P ² _K)=0,4238

$$P_K = \sqrt{0,7^2 - 0,4238} - 0,1 = 0,1572 \quad \text{Ошибка: } 2,9 \% < 5 \%$$

Отсюда следует, расчёт сделан правильно.

На этом расчет во втором аварийном режиме заканчивается.

Зная потери давления на каждом участке, определяем абсолютное давление в каждой точке в обоих аварийных режимах:

$$P_i = \sqrt{P_H^2 - \sum (P_H^2 - P_K^2)_i}, \quad (5.4)$$

где $\sum (P_H^2 - P_K^2)$ – сумма разности квадратов давлений на участках, предшествующих точке определения давления.

Все расчеты по определению давлений в различных точках кольца можно свести в таблицу 5.3.

Таблица 5.3 – Расчет при отказе участка

Номер точки на кольце	Отказал участок 1	Отказал участок 19
	Давление газа, МПа	Давление газа, МПа
0	0,7	0,7
1	0,2537696	0,6928925
2	0,2750491	0,6853503
3	0,3262698	0,6810675
4	0,3560154	0,6683674
5	0,409673	0,5961669
6	0,418055	0,5831081
7	0,4274131	0,567816
8	0,4348505	0,5570592
9	0,4480569	0,5369497
10	0,4613621	0,5272855
11	0,4661062	0,523727
12	0,5126353	0,5027773
13	0,593856	0,473714
14	0,6060487	0,4688123
15	0,6295514	0,4197916
16	0,6423512	0,3896216
17	0,6975206	0,2572353

Давление газа в точках подключения к кольцу потребителей необходимо знать для определения диаметров ответвлений при гидравлическом расчете последних.

5.1.2 Расчет ответвлений

В этом расчете определяются диаметры газопроводов, подводящих газ от кольцевого газопровода к потребителям $V_1, V_2, \dots$, и т. д. Для этого используется расчет давления в точках изменения расходов 1, 2, 3, 17 сведенный в таблицу 5.3. Перепад давлений в точке подключения газопровода ответвления к кольцевому газопроводу и заданным конечным давлением у потребителя.

Для определения начального давления из таблицы 5.3 для одной и той же точки выбираем наименьшее абсолютное давление газа. Далее определяется удельная разность квадратов давлений на участке:

$$A = \frac{P_H^2 - P_K^2}{1,1 \cdot l_{Gi}} \text{ (МПа}^2 \text{ / км)}, \quad (5.5)$$

где l_{Gi} – длина ответвления от кольцевого газопровода, км.

По номограмме определяем диаметр газопровода.

Все расчеты по определению диаметров ответвлений сводим в таблицу 5.4.

Таблица 5.4 - Расчет ответвлений

Номер от- ветвления	Начальное давление, МПа	Конечное давление, МПа	Длина участка, Км	Расход газа, м ³ / ч	Диаметр условный, мм
19	0,2538	0,25	0,12	26,78	125
20	0,275	0,25	0,11	1883,52	200
21	0,3263	0,25	0,08	3,543	100
22	0,356	0,25	0,16	1131,22	150
23	0,4097	0,25	0,04	26,78	100
24	0,418	0,25	0,12	19,525	100
25	0,4274	0,25	0,07	433,01	100
26	0,4348	0,25	0,1	3,543	100
27	0,448	0,25	0,15	1883,52	250
28	0,4614	0,25	0,15	26,78	100
29	0,4661	0,25	0,06	15208,94	300
30	0,5028	0,25	0,07	85,235	100
31	0,4737	0,25	0,17	3,543	100
32	0,4688	0,25	0,08	19,525	100
33	0,4198	0,25	0,08	26,78	100
34	0,3896	0,25	0,06	85,235	100
35	0,2572	0,25	0,05	433,01	150

5.1.3 Расчёт при нормальном потокораспределении

Нормальное потокораспределение предполагает движение газа от питания кольца в обе стороны.

Точка схода обоих потоков газа должна находиться где-то на кольце. Эта точка определяется из следующих условий - *расходы газа по обоим направлениям кольца должны быть примерно одинаковыми*.

Расчёты при нормальном потокораспределении рекомендуется свести в таблицу 5.5.

Для определения ошибки надо просуммировать по модулю все числа в графе 6 и оценить разность положительных и отрицательных чисел в этой же графе по нижеприведенной формуле

$$\sigma = \frac{\Sigma(P_H^2 - P_K^2)_{\text{отр}} - \Sigma(P_H^2 - P_K^2)_{\text{пол}}}{0,5 \cdot \Sigma(P_H^2 - P_K^2)} \cdot 100\%, \quad (5.6)$$

где $\Sigma(P_H^2 - P_K^2)_{\text{отр}}$ - сумма отрицательных значений разности квадратов давлений, МПа²;

$\Sigma(P_H^2 - P_K^2)_{\text{пол}}$ - сумма положительных значений разности квадратов давлений, МПа²;

$\Sigma(P_H^2 - P_K^2)$ - абсолютная сумма по модулю значений разности квадратов давлений, МПа².

$$\sigma = \frac{0,04934}{0,5 \cdot 0,37968} \cdot 100\% = 25,99\%$$

Диаметры участков газопровода в этом режиме выбираются из таблицы расчетов в аварийных режимах. Для каждого участка принимается наибольший из двух диаметров. При этом размеры диаметров на головных участках кольца будут наибольшими. Далее размеры диаметров будут монотонно убывать в направлении точки схода потоков.

Таблица 5.5 – Нормальное потокораспределение

№ участка	Расход на участке *, м ³ /ч	Диаметр газопровода, мм	Длина участка, км	P ² _н -P ² _к /л, МПа ² /км	P ² _н -P ² _к , МПа ²	P ² _н -P ² _к /V _{уч} , • 10 ⁻⁶
1	2	3	4	5	6	7
1	-10650,2445	500	0,2	0,052	0,0104	0,976
2	-10623,4645	500	0,21	0,052	0,01092	1,026
3	-8739,9445	500	0,14	0,034	0,00476	0,545
4	-8736,4015	500	0,41	0,034	0,01394	1,596
5	-7605,1815	400	0,83	0,085	0,07055	9,277
6	-7578,4015	400	0,14	0,085	0,0119	1,57
7	-7558,8765	400	0,16	0,085	0,0136	1,799
8	-7125,8665	400	0,11	0,075	0,00825	1,158
9	-7122,3235	400	0,2	0,075	0,015	2,106
10	-5238,8035	400	0,11	0,039	0,00429	0,819
11	-5212,0235	400	0,04	0,039	0,00156	0,299
12	+9996,9165	400	0,23	0,122	0,02806	2,807
13	+10082,1515	400	0,43	0,122	0,05246	5,203

Продолжение таблицы 5.5

1	2	3	4	5	6	7
14	+10085,6945	400	0,07	0,122	0,00854	0,847
15	+10105,2195	500	0,66	0,045	0,0297	2,939
16	+10131,9995	500	0,37	0,045	0,01665	1,643
17	+10217,2345	500	1,68	0,045	0,0756	7,399
18	+10650,2445	500	0,07	0,05	0,0035	0,329
					$\Sigma = 0,37968$	$\Sigma = 42,34 \cdot 10^{-6}$
					+0,04934	

Примечание: Знаки "+" и "-" означают условное деление потоков газа на положительные (направление по часовой стрелке) и отрицательные (движение против часовой стрелки).

Для определения удельной разности квадратов давлений на участке используют номограмму. Их определяют по известным диаметру и расходу и вносят в графу 5 таблицы. Зная расчетные длины участков, вычисляют разности квадратов давлений на участках и вносят их в графу 6 таблицы.

Критерием правильности расчёта является равенство сумм положительных и отрицательных значений $P_H^2 - P_K^2$. Если равенства нет, то разность этих значений не должна превышать 10 % от половины абсолютного значения суммы чисел в графе 6 таблицы. В нашем примере эта разность составляет 25,99 %, что слишком много.

Следовательно, расчёт надо повторить.

Для снижения ошибки надо подсчитать так называемый круговой расход по формуле:

$$\Delta V = \frac{\Sigma(P_H^2 - P_K^2)_{\text{отр}} - \Sigma(P_H^2 - P_K^2)_{\text{пол}}}{2 \cdot \Sigma \left(\frac{(P_H^2 - P_K^2)}{V_{\text{учи}}} \right)} \quad (5.7)$$

$$\Delta V = \frac{0,04934}{2 \cdot 42,34 \cdot 10^{-6}} = 582,66 \text{ м}^3 / \text{ч}$$

Сумма в знаменателе этой формулы берется из графы 7 таблицы 5.5.

Увеличим все положительные расходы на $600 \text{ м}^3/\text{ч}$, а все отрицательные расходы уменьшим также на $600 \text{ м}^3/\text{ч}$. Повторим расчет при новых значениях расходов на участках.

Таблица 5.6 – Нормальное потокораспределение

№ Участка.	Расход на участке, м ³ /ч	Диаметр га- зопровода, мм	Длина участка, км	$P_H^2 - P_K^2 / l$, МПа ² /км	$P_H^2 - P_K^2$, МПа ²	$P_H^2 - P_K^2 / V_{уч}$, • 10 ⁻⁶
1	2	3	4	5	6	7
1	-11250,2445	500	0,2	0,06	0,012	0,976
2	-11223,4645	500	0,21	0,06	0,0126	1,026
3	- 9339,9445	500	0,14	0,037	0,00518	0,545
4	-9336,4015	500	0,41	0,037	0,01517	1,596
5	-8205,1815	400	0,83	0,1	0,083	9,277
6	-8178,4015	400	0,14	0,1	0,014	1,57
7	-8158,8765	400	0,16	0,1	0,016	1,799
8	-7125,8665	400	0,11	0,085	0,00935	1,158
9	-7725,3235	400	0,2	0,085	0,017	2,106
10	-5838,8035	400	0,11	0,048	0,00528	0,819
11	-5812,0235	400	0,04	0,048	0,00192	0,299
12	+9396,9165	400	0,23	0,117	0,02691	2,807
13	+9482,1515	400	0,43	0,117	0,05031	5,203
14	+9485,6945	400	0,07	0,117	0,00819	0,847
15	+9505,2195	500	0,66	0,038	0,02508	2,939
16	+9531,9995	500	0,37	0,038	0,01406	1,643
17	+9617,2345	500	1,68	0,038	0,06384	7,399
18	+10050,2445	500	0,07	0,045	0,00315	0,329
					$\Sigma = 0,38304$	$\Sigma = 43,5 \cdot 10^{-6}$
					+0,00004	

Ошибка составляет 0,02%.

После введения кругового расхода ошибка снизилась до 0,02%, что приемлемо.

На этом гидравлический расчет газопровода высокого давления заканчивается.

5.2 Гидравлический расчет многокольцевых газовых сетей низкого давления

Гидравлический расчет газопроводов низкого давления (до 5 кПа) сводится к решению транспортной задачи с последующей ее оптимизацией.

Исходные данные для расчета:

1. Общий расход газа через ГРП, питающее сеть низкого давления:

$$V_0 = 1883,52 \text{ (м}^3 \text{ / ч)}.$$

2. Расчетная схема: рисунок 5.2.

3. Расчетный перепад давления в сети:

$$\Delta P = 1200 \text{ (Па)}.$$

Задачей гидравлического расчета сети низкого давления является определение диаметров всех ее участков при соблюдении заданного ΔP . Минимальный диаметр труб в сети должен быть равен 50 мм.

Путевые расходы газа на участках определяются по формуле:

$$V_{\text{ПУТ}} = l_{\text{ПРi}} \cdot V_0 / \sum l_{\text{ПРi}}, \quad (5.8)$$

где $l_{\text{ПРi}}$ – приведенная длина участка, м

$$l_{\text{ПРi}} = l_{\text{Р}} \cdot K_{\text{Э}} \cdot K_{\text{З}}$$

$l_{\text{Р}}$ – расчетная длина участка ($l_{\text{Р}} = 1,1 \cdot l_{\text{Г}}$), м;

$l_{\text{Г}}$ – геометрическая длина участка по плану района газификации, м;

$K_{\text{Э}}$ – коэффициент этажности, учитывающий наличие зданий различной этажности;

$K_{\text{З}}$ – коэффициент застройки, учитывающий плотность жилой застройки по трассе газопровода.

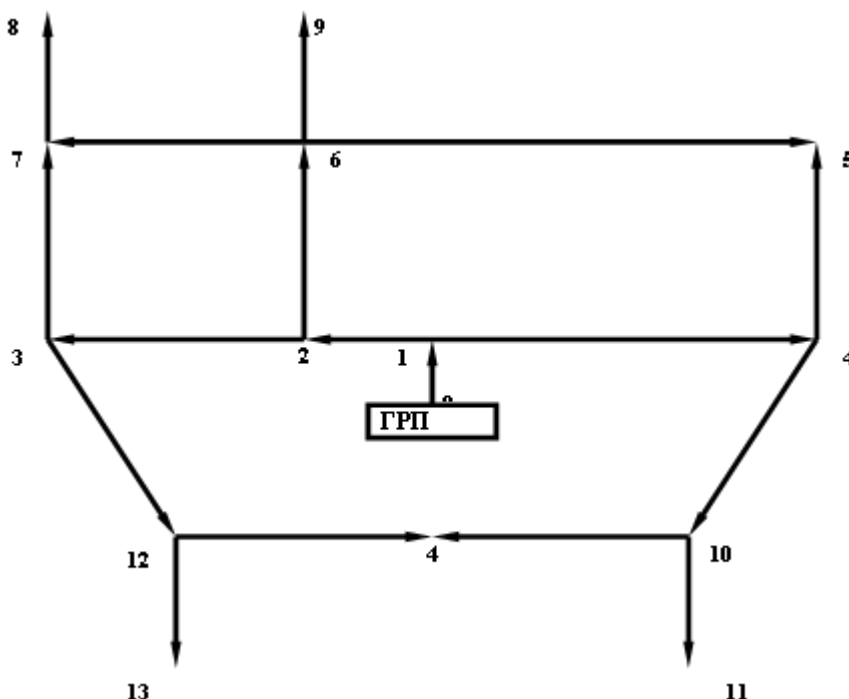


Рисунок 5.2 - Расчётная схема многокольцевого газопровода низкого давления

Расчет путевых расходов газа сводим в таблицу 5.7.

Определяем узловые расходы газа:

$$V_{узл\ i} = 0,5 \cdot \Sigma V_{пут\ i}, (\text{м}^3/\text{ч}), \quad (5.9)$$

где $\Sigma V_{пут\ i}$ - сумма путевых расходов газа на участках, примыкающих к узлу, ($\text{м}^3/\text{ч}$).

Определяем расчетный расход газа на участках.

При вычислении расчетного расхода газа используют первое правило Кирхгофа для сетей, которое можно сформулировать так: *алгебраическая сумма всех потоков газа в узле равна нулю.*

Минимальное значение расчетного расхода газа на участке должно быть равно половине путевого. Для обеспечения экономичности системы следует выделить главные направления, по которым транспортируется большая часть газа.

Таблица 5.7 – Результаты расчета многокольцевого газопровода низкого давления

Номер участка	Геометрическая длина, м	Расчетная длина, м	Коэффициент этажности	Коэффициент застройки	Приведенная длина, м	Путевой расход, $\text{м}^3/\text{ч}$
1	2	3	4	5	6	7
0-1	20	22	1	0	0	0
1-2	100	110	1	1	110	48,29538
2-3	200	220	1	1	220	96,59077
1-4	300	330	1	1	330	144,8862
4-5	300	330	1	1	330	144,8862
2-6	300	330	1	1	330	144,8862
3-7	300	330	1	1	330	144,8862
5-6	400	440	1	1	440	193,1815
6-7	200	220	1	1	220	96,59077
7-8	200	220	1	1	220	96,59077
6-9	200	220	1	1	220	96,59077
4-10	300	330	1	1	330	144,8862
3-12	300	330	1	1	330	144,8862
10-14	200	220	1	1	220	96,59077
10-11	200	220	1	1	220	96,59077
12-13	200	220	1	1	220	96,59077
12-14	200	220	1	1	220	96,59077
					$\Sigma l_{\text{ГР}} = 5940$	

Такими направлениями будут:

0-1-2-3-7-8

0-1-2-6-7-8

0-1-2-6-9

0-1-2-6-5

0-1-4-5

0-1-4-10-11

0-1-4-10-14

0-1-2-3-12-13

0-1-2-3-12-14

На этих направлениях можно выделить участки, по которым идут транзитные потоки газа. Это участки:

1-2; 2-6; 2-3; 3-12; 1-4; 4-10.

Здесь расчетный расход определяется по правилу Кирхгофа.

На участках, где нет транзитных потоков газа:

$$V_P = 0,5 \cdot V_{\text{ПУТ}} \text{ (м}^3\text{/ч)}.$$

Определяем диаметры участков:

Для этого, используя заданный перепад давления ΔP , вычисляют среднюю первоначальную удельную потерю давления на главных направлениях:

$$A = \frac{\Delta P}{\sum l_{Pi}}, \text{ (Па/м)}, \quad (5.10)$$

где $\sum l_{Pi}$ – сумма расчетных длин участков, входящих в данное главное направление.

По величине A и расчетному расходу газа на каждом участке по номограмме определяют диаметры газопровода. Действительное значение удельных потерь давления на участке определяют при выборе стандартного значения условного диаметра по той же номограмме. Действительное значение удельной потери на участке умножают на расчётную длину участка и вычисляют, таким образом, потерю давления на этом участке. Общая потеря давления на всех участках главного направления не должна превышать заданного ΔP .

Все расчеты по определению диаметров участков газопровода низкого давления сводят в таблицу.

Таблица 5.8 – Результаты гидравлического расчета многокольцевого газопровода низкого давления

Номер Участка	Расчетный расход, м ³ / ч	Расчет длина, м	Средняя потеря давления, Па / м	Диаметр условный, Мм	Действительная удельная потеря давления, Па/м	Потеря давления на участке, Па	Давление в конце участка, Па
1	2	3	4	5	6	7	8
0-1	1786,92	22	1,33	325 × 8	1,1	24,2	4975,8
1-2	1134,94	110	1,33	273 × 7	1	110	4865,8
2-3	531,25	220	1,33	219 × 6	0,7	154	4711,8
3-7	72,44	330	1,33	108 × 4	0,9	197	4414,8
7-8	48,29	220	1,33	88,5 × 4	1,38	303,6	4111,2
2-6	458,81	330	1,33	219 × 6	0,47	155,1	4710,7
6-7	48,29	220	1,33	88,5 × 4	1,38	303,6	4407,1
Невязка в узле 7: (4414,8-4407,1) / 4414,8 • 100 % = 0,17 %							
3-12	265,62	330	1,33	159 × 4	1,1	363	4348,8
12-14	48,29	220	1,33	88,5 × 4	1,3	286	4062,8
1-4	555,4	330	1,33	219 × 6	0,75	247,5	4728,3
4-10	265,62	330	1,33	159 × 4	1,1	363	4365,3
10-14	48,29	220	1,33	88,5 × 4	1,38	303,6	4061,7
Невязка в узле 14: (4062,8-4061,7)/4062,8 • 100 % = 0,03 %							
5-6	96,59	440	1,33	114 × 4	1,2	528	4182,7
4-5	72,44	330	1,76	89 × 3	1,8	594	4117,8
Невязка в узле 5: (4182,7-4117,8)/4182,7 • 100 % = 1,55 %							
6-9	48,29	220	1,76	88,5 × 4	1,38	303,6	4407,1
10-11	48,29	220	1,33	88,5 × 4	1,38	303,6	4061,7
12-13	48,29	220	1,33	88,5 × 4	1,38	303,6	4045,2

Первым критерием правильности расчёта является невязка давлений в узловых точках, которая *не должна быть более 10%*. Давление в узловых точках определяется путём вычитания потерь давления на участках из начального давления от ГРП при движении потока газа до рассматриваемого узла по кратчайшему расстоянию. Разность давлений образуется вследствие различных направлений подхода газа к узлу.

Вторым критерием является оценка потерь давления от ГРП до самых удалённых потребителей. Эта потеря не должна быть более расчётного перепада давления, равного 1200 Па и отличаться от него не более чем на 10%.

Условия правильности расчета соблюдаются и на этом расчет многокольцевых сетей низкого давления заканчивается.

5.3 Гидравлический расчет тупиковых газопроводов низкого давления

Тупиковые газопроводы низкого давления прокладываются внутри жилых домов, внутри производственных цехов и по территории небольших населенных пунктов сельского типа.

Источником питания подобных газопроводов являются ГРП низкого давления.

Гидравлический расчет тупиковых газопроводов производят по номограмме. Особенностью расчёта здесь является то, что при определении потерь давления на вертикальных участках надо учитывать дополнительное избыточное давление из-за разности плотностей газа и воздуха, то есть:

$$\Delta P_D = \pm h \cdot (\rho_B - \rho_G) \cdot g, \quad (5.11)$$

где h – разность геометрических отметок в конце и начале газопровода, м;

ρ_B, ρ_G – плотности воздуха и газа при нормальных условиях, кг/м³;

g – ускорение свободного падения, м/с².

Для природного газа, который легче воздуха, при движении его по газопроводу вверх значение ΔP будет отрицательным, а при движении вниз положительным.

Учет местных сопротивлений можно производить путем введения надбавок на трение

$$l_P = l_G \cdot \left(1 + \frac{a}{100}\right), \text{ (м)}, \quad (5.12)$$

где a – процентная надбавка.

Рекомендуются следующие процентные надбавки:

- на газопроводах от ввода в здание до стояка – 25%;
- на стояках – 20%;
- на внутри квартирной разводке:
 - при длине 1-2 м – 450%,
 - при длине 3-4 м – 200%,
 - при длине 5-7 м – 120%,
 - при длине 8-12 м – 50%.

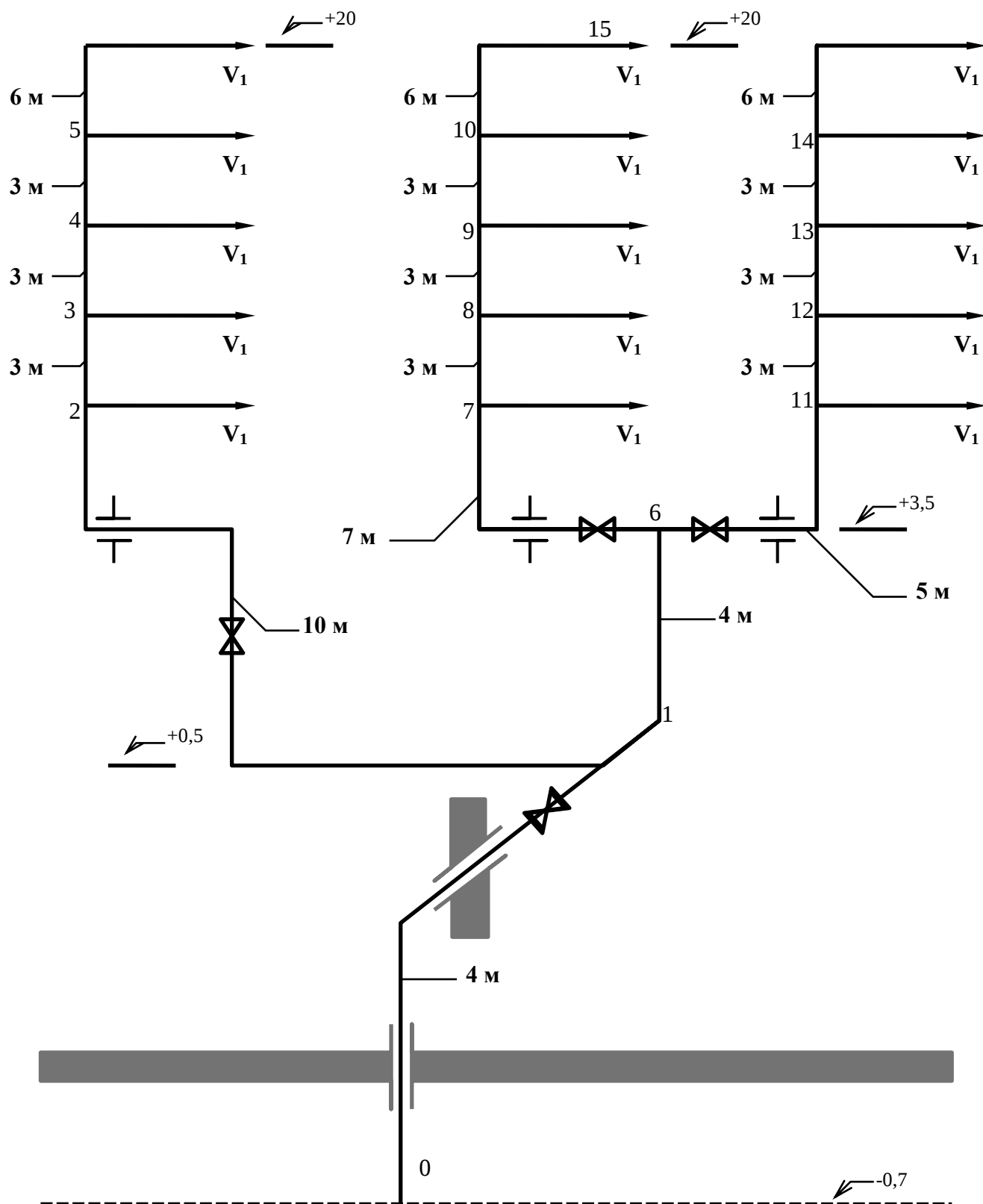


Рисунок 5.3 - Расчётная схема тупикового газопровода низкого давления

1. Создаём расчётную схему газопровода: рис. 5.3.
2. Назначаем магистральное направление.
3. Определяем для каждого участка магистрального направления расчётный расход газа по формуле:

$$V_P = V_{\text{ЧАС}} \cdot K_{\text{ОД}}, (\text{м}^3/\text{ч}), \quad (5.13)$$

где $V_{\text{ЧАС}}$ – максимальный часовой расход газа соответствующего потребителя, $\text{м}^3/\text{ч}$.

$$V_{\text{ЧАС}} = 1,17 (\text{м}^3/\text{ч})$$

$K_{\text{ОД}}$ – коэффициент одновременности, учитывающий вероятность одновременной работы всех потребителей (приложение П).

4. Определяем расчётную длину участков магистрального направления (l_{Pi}) по формуле 5.12.

5. Вычисляем расчётную длину магистрального направления в метрах, суммируя все расчётные длины его участков ($\sum l_{Pi}$).

6. Определяем удельный перепад давления на магистральном направлении

$$A = \Delta P / \sum l_{Pi}, (\text{Па}/\text{м}).$$

$$A = 8,187 (\text{Па}/\text{м}).$$

7. Используя диаграмму, определяем диаметры участков газопровода магистрального направления и уточняют удельный перепад давления на каждом участке в соответствии с выбранным стандартным диаметром.

8. Определяем действительный перепад давления газа на каждом участке, умножая удельный перепад давления на расчётную длину участка.

9. Суммируем все потери на отдельных участках магистрального направления.

10. Определяем дополнительное избыточное давление в газопроводе,

$$\Delta P_{\text{Д}} = \pm h \cdot (\rho_{\text{В}} - \rho_{\text{Г}}) \cdot g,$$

$$\Delta P_{\text{Д}} = 110,26 \text{ Па}.$$

где h – разность геометрических отметок в конце и начале газопровода, м;

$\rho_{\text{В}}, \rho_{\text{Г}}$ – плотности воздуха и газа при нормальных условиях, $\text{кг}/\text{м}^3$;

g – ускорение свободного падения, $\text{м}/\text{с}^2$.

11. Вычисляем алгебраическую сумму потерь давления а магистрали и дополнительного избыточного давления и сравниваем её с допустимой потерей давления в газопроводе ΔP .

Критерием правильности расчёта будет условие:

$$(\sum \Delta P_i \pm \Delta P_{\text{Д}} + \Delta P_{\text{ПРИБ}}) \leq \Delta P, \quad (5.14)$$

где $\sum \Delta P_i$ – сумма потерь давлений на всех участках магистрали, Па;

$\Delta P_{\text{Д}}$ – дополнительное избыточное давление в газопроводе, Па;

$\Delta P_{\text{ПРИБ}}$ – потеря давления газа в газоиспользующем приборе, Па;

ΔP – заданный перепад давления, Па (приложение Н).

$(\Sigma \Delta P_i \pm \Delta P_{\text{Д}} + \Delta P_{\text{ПРИБ}}) = 338,24$ Па. Невязка составляет 3,36%.

Отклонение $(\Sigma \Delta P_i \pm \Delta P_{\text{Д}} + \Delta P_{\text{ПРИБ}})$ от ΔP должно быть не больше 10%.

Все расчёты по определению диаметров газопровода сводим в таблицу.

Таблица 5.9 – Результаты расчета тупикового газопровода низкого давления

№ участка	Расход газа, м³/ч	Коэфф. одно-врем.	Расчёт. расход, м³/ч	Длина участка, м	Надб. на мес. сопр.	Расчёт. длина, м	Усл. диам. мм	Потери давления Па	
								на 1 м	на уч-ке
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
10-15	1,17	0,65	1,17	6	120	13,2	21,3×2,8	2,2	29,04
9-10	0,34	0,45	1,521	3	20	3,6	21,3×2,8	4	14,4
8-9	3,51	0,35	1,5795	3	20	3,6	21,3×2,8	4,2	15,12
7-8	4,68	0,29	1,638	3	20	3,6	21,3×2,8	4,5	16,2
6-7	5,85	0,26	1,6965	7	25	8,75	21,3×2,8	5	43,75
1-6	11,7	0,255	3,042	4	25	5	21,3×2,8	19	95
0-1	17,55		4,47525	4	25	5	21,3×2,8	35	175
						Σ42,75			Σ388,51

Окончательно принимаем следующие диаметры газопровода на участках магистрального направления:

10-15: 21,3×2,8 мм

9-10: 21,3×2,8 мм

8-9: 21,3×2,8 мм

7-8: 21,3×2,8 мм

6-7: 21,3×2,8 мм

1-6: 21,3×2,8 мм

0-1: 21,3×2,8 мм

Два других стояка несут аналогичную нагрузку и по конструкции идентичны расчетному. Поэтому диаметры газопровода на этих стояках принимаем такими же, как и у рассчитанного.

Исключение составят только участки подводящего газопровода 1-2, 6-11. Определяем диаметры газопроводов на этих участках:

1. Расчётные длины ответвлений: 0-1-6-11-12-13-14, 0-1-2-3-4-5 соответственно составят $L_{\text{Р } 6-11} = 40,25$, $L_{\text{Р } 1-2} = 41,5$ (м).

2. Расчетные расходы газа :

Участок 1-2 $V_{\text{Р}} = 1,6965$ (м³/ ч)

Участок 6-11 $V_{\text{Р}} = 1,6965$ (м³/ ч).

3.Средняя удельная потеря

$A_{6-11} = 8,696 \text{ Па/м}$, $A_{1-2} = 8,434 \text{ Па/м}$.

4. Диаметры участков по номограмме:

Участок 2-16 = $21,3 \times 2,8$,

Участок 2-3 = $21,3 \times 2,8$.

На этом расчет тупикового газопровода низкого давления заканчивается.

5.4 Гидравлический расчет внутреннего газопровода котельной

Задана котельная с тремя котлами Е–1/9–Г. Каждый котел оборудован одной горелкой типа Г–1 с максимальным расходом газа $113 \text{ м}^3/\text{ч}$.

Номинальное давление газа перед горелкой 850 Па .

Диаметр присоединительного газового патрубка горелки $d_{\text{вн}} = 78 \text{ мм}$.

Коэффициент рабочего регулирования $K_{\text{р.р}} = 4,3$ ГРУ расположена внутри котельной.

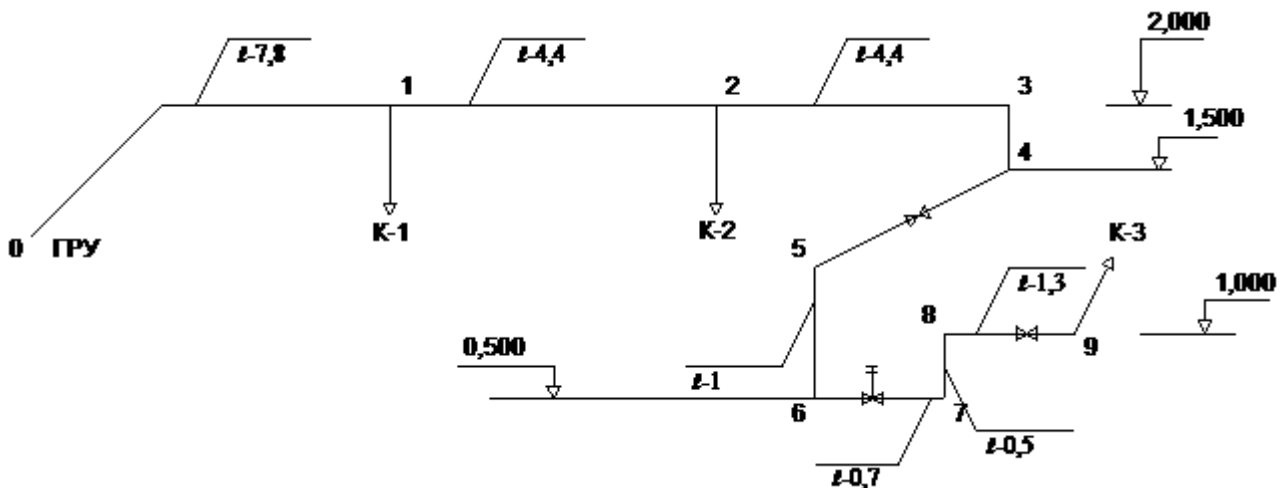


Рисунок 5.4 - Аксонометрическая схема газопровода

Принимаем диаметр газопровода на участке 2-3-4-5-6-7-8-9 – $d_{\text{н}} \times S = 89 \times 35$ (труба электросварная с прямым швом по ГОСТ-10704-76)

Определяем режим движения газа на участке 2-9 по формуле:

$$R_e = 0,0354 \frac{Q}{d \cdot \nu} = 0,0354 \frac{113}{8,2 \cdot 14,3 \cdot 10^{-6}} = 34113,9 > 4000 - \text{режим турбулентный};$$

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

d – внутренний диаметр газопровода, см

ν – коэффициент кинематической вязкости, $\text{м}^2/\text{с}$.

Определим эквивалентную длину прямолинейных участков газопровода по формуле:

$$l_d = \frac{d}{11 \left(\frac{n}{d} + 1922 \frac{\nu \cdot d}{Q} \right)^{0,25}}, \text{ м}, \quad (5.15)$$

где n – эквивалентная абсолютная шероховатость внутренней поверхности стенки трубы, $n = 0,01$ см для стальных труб.

Тогда, для участков 2...9 эквивалентная длина участков составляет:

$$l_d = \frac{8,2}{11 \left(\frac{0,01}{8,2} + 1922 \frac{14,3 \cdot 10^{-6} \cdot 8,2}{113} \right)^{0,25}} = 3,14 \text{ м}$$

Принимаем диаметр газопровода для оставшихся участков тот же – 89х35 и определяем эквивалентные длины газопроводов:

участок 1-2 – $Q = 226 \text{ м}^3/\text{ч}$

$$l_d = \frac{8,2}{11 \left(\frac{0,01}{8,2} + 1922 \frac{14,3 \cdot 10^{-6} \cdot 8,2}{226} \right)^{0,25}} = 3,443 \text{ м}$$

участок 0-1 – $Q = 339 \text{ м}^3/\text{ч}$

$$l_d = \frac{8,2}{11 \left(\frac{0,01}{8,2} + 1922 \frac{14,3 \cdot 10^{-6} \cdot 8,2}{339} \right)^{0,25}} = 3,587 \text{ м}$$

Расчетная длина участков для внутренних газопроводов определяется по формуле:

$$l = l_1 + \sum \xi \cdot l_d, \text{ м},$$

где l_1 – действительная длина газопровода, м;

$\sum \xi$ – сумма коэффициентов местных сопротивлений.

Например, для участка 8-9 сумма коэффициентов местных сопротивлений равна: два отвода $90^\circ - 2 \times 1,1 = 2,2$ и задвижка – 0,5, $l_1 = 1,3$ м и расчетная длина $l = 1,3 + (2,2 + 0,5) \cdot 3,14 = 9,778$ м. Для остальных участков расчеты сведены в таблицу 16.

Определим удельные потери давления по участкам по следующей формуле:

$$H = 69 \left(\frac{n}{d} + 1922 \frac{\nu \cdot d}{Q} \right)^{0,25} \cdot \frac{Q^2}{d^5} \rho \text{ Па/м}$$

Для участка 0-1

$$H = 69 \left(\frac{0,01}{8,2} + 1922 \frac{14,3 \cdot 10^{-6} \cdot 8,2}{339} \right)^{0,25} \cdot \frac{339^2}{8,2^5} 0,959 = 42,623 \frac{\text{Па}}{\text{м}}$$

Для участка 1-2

$$H = 69 \left(\frac{0,01}{8,2} + 1922 \frac{14,3 \cdot 10^{-6} \cdot 8,2}{226} \right)^{0,25} \cdot \frac{226^2}{8,2^5} 0,959 = 19,737 \frac{\text{Па}}{\text{м}}$$

И для всех остальных участков

$$H = 69 \left(\frac{0,01}{8,2} + 1922 \frac{14,3 \cdot 10^{-6} \cdot 8,2}{113} \right)^{0,25} \cdot \frac{113^2}{8,2^5} 0,959 = 5,417 \frac{\text{Па}}{\text{м}}$$

Общие потери по каждому участку определяются по формуле:

$$\Delta P = H \cdot l$$

Так, для участка 8-9

$$\Delta P = 5,417 \cdot 9,778 = 53,0 \text{ Па}$$

По остальным участкам расчеты сведены в таблицу 16.

При расчете газопроводов низкого давления необходимо учитывать гидростатический напор на вертикальных участках газопровода по формуле:

$$H_z = \pm 9,81 h (\rho_g - \rho_z) \text{ Па}$$

Таких участков три: 3-4, 5-6, 7-8.

Например для участка 3-4:

$$H_{3-4} = +9,81 \cdot 0,5(1,293 - 0,959) = 1,638 \text{ Па}$$

Так как на этом участке приходится преодолевать стремление газа легче воздуха подниматься вверх, то этот напор принимается со знаком плюс (+).

На участке же 7-8 гидростатический напор вычитаем из общих потерь давления. Все остальные расчеты сведены в таблицу 16.

Из таблицы видно, что общие потери давления в газопроводе от ГРУ (точка «0») до горелки последнего котла (точка «9») составляют 1138,7 Па.

С учетом номинального давления газа перед горелкой 850 Па давление газа на выходе из ГРУ, после регулятора, должно быть равно или больше $1138,7 + 850 \approx 2000$ Па и так как оно меньше 5000 Па, то принятые диаметры газопровода можно оставить.

Таблица 5.10 – Потери давления по участкам внутреннего газопровода котельной

№ участка	Расчетный расход газа, м ³ /ч	Внутренний диаметр Газопровода, см	Длина участка L, м	Эквивалентная длина Участка L _э , м	Сумма коэффициентов местных сопротивлений	Расчетная длина L, м	Удельные потери давления Н, Па/м	Потери давления на участке ΔР, Па	Разность высот, м	Гидростатический напор, Па	Фактические потери давления, Па
8-9	113	8,2	1,3	3,14	1,1+1,1+0,5 =2,7	9,778	5,417	53,0	-	-	53,0
7-8	113	8,2	0,5	-	-	0,5	5,417	2,7	0,5	-1,638	1,1
6-7	113	8,2	0,7	3,14	1,1+1,1+0,5 =2,7	9,178	5,417	49,7	-	-	49,7
5-6	113	8,2	1,0	-	-	1,0	5,417	5,4	1,0	3,276	8,7
4-5	113	8,2	2,7	3,14	1,1+1,1+0,5 =2,7	11,178	5,417	60,6	-	-	60,6
3-4	113	8,2	0,5	-	-	0,5	5,417	2,7	0,5	1,638	4,3
2-3	113	8,2	4,4	3,14	1,1	7,854	5,417	42,5	-	-	42,5
1-2	226	8,2	4,4	3,443	1,5	9,565	19,737	188,8	-	-	188,8
0-1	339	8,2	7,8	3,587	1,5+1,1=2,6	17,126	42,623	730	-	-	730
Всего потерь											1138,7

Литература

1. Амерханов Р. Теплоэнергетические установки и системы сельского хозяйства / Р. Амерханов [и др.]. – М. : Колос, 2002.
2. Амерханов, Драганов Б.Х. Проектирование систем теплоснабжения с.х. – Краснодар, 2001.
3. Газовое оборудование. Завод Газпроммаш [Электронный ресурс] Официальный сайт. Режим доступа:
http://www.gazprommash.ru/production/catalog/pressure_regulator/ - Загл. с экрана.
4. Ионин, А.А. Газоснабжение / А.А. Ионин. – М. : Стройиздат, 1989. – 439 с.
5. Правила безопасности сетей газораспределения и газопотребления от 15 ноября 2013 года N 542.
6. Промышленное газовое оборудование: справочник. 6-е изд., перераб. и доп. Под редакцией Е. А. Карякина – Саратов: Газовик, 2013. – 1280 с.
7. СП 131.13330.2012 Строительная климатология. Актуализированная редакция СНиП 23-01-99* (с Изменениями N 1, 2).
8. СП 42.13330.2011 Градостроительство. Планировка и застройка городских и сельских поселений. Актуализированная редакция СНиП 2.07.01-89* (с Поправкой).
9. СП 42-101-2003 «Общие положения по проектированию и строительству газораспределительных систем из металлических и полиэтиленовых труб». – М. : ЗАО «Полимергаз», 2003.
10. СП 62.13330.2011* Газораспределительные системы. Актуализированная редакция СНиП 42-01-2002 (с Изменениями N 1, 2).
11. Стаскевич, Н.Л. Справочник по газоснабжению и использованию газа / Н.Л. Стаскевич, Г.Н. Северинец. – Л. : Недра, 1990. – 768 с.

ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение А

Таблица А.1 – Месторождение и состав природного газа (1-я часть варианта задания)

№ варианта	Месторождение газа	Состав газа, % по объему							
		CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	C ₅ H ₁₂	CO ₂	H ₂ S	N ₂ +
1	Медвежье	99,0	0,1	0,005	0	0	0,095	0	0,8
2	Оренбургское	85,0	4,9	1,6	0,75	0,55	0,6	1,3	5,0
3	Вуктылское	74,8	8,8	3,9	1,8	6,4	0	0	4,3
4	Шебелинское	93,3	4,0	0,6	0,4	0,3	0,1	0	1,3
5	Степановское	95,1	2,3	0,7	0,4	0,8	0,2	0	0,5
6	Ленинградское	86,9	6,0	1,6	1,0	0,5	1,2	0	2,8
7	Северо-Ставропольское	98,7	0,33	0,12	0,04	0,01	ОД	0	0,7
8	Пунгинское	86,1	2,0	0,6	0,34	0,35	8,5	0	2,0
9	Угерское	98,3	0,45	0,25	0,3	0	0,1	0	0,6
10	Губкинское	98,4	0,13	0,01	0,005	0,01	0,15	0	13
11	Комсомольское	97,2	0,12	0,01	0	0,01	0,1	0	2,5
12	Юбилейное	98,4	0,07	0,01	0	0	0,4	0	1,1
13	Мессояхское	97,6	0,10	0,03	0,01	0,01	0,60	0	1,6
14	Соленинское	95,8	2,9	0,07	0,2	0,15	0,4	0	0,5
15	Березовское	94,8	1,2	0,3	0,1	0,06	0,5	0	3,0
16	Майское	97,7	0,7	0,8	0,02	0	0,90	0	1,0
17	Газлинское	93,0	3,1	0,7	0,6	0	0,1	0	2,5
18	Ачакское	93,0	3,6	0,95	0,25	0,31	0,4	0	1,3
19	Тенгенское	89,4	6,0	2,0	0,7	0,4	1,0	0	0,5
20	Заполярье	98,5	0,2	0,05	0,012	0,001	0,5	0	0,7
21	Уренгойское	97,64	од	0,01	0	0	0,3	0	1,95
22	Жирновское	81,6	6,5	3,0	1,9	1,4	4,0	0,1	1,5
23	Ромашкинское	40,0	19,5	18,0	7,5	4,9	од	0	10,0
24	Туймазинское	39,5	20,0	18,5	7,7	4,2	0,1	0	10,0
25	Шкаповское	37,5	18,2	16,8	6,8	3,8	0,1	0	16,8
26	Ключевское	78,5	6,0	6,5	4,8	3,6	0,2	0	0,4
27	Дмитриевское	69,2	10,0	10,0	5,0	5,0	0,7	0	0,1
28	Небит-Дагское	91,0	3,0	2,3	1,3	1,8	0,5	0	0,1
29	Верхнеомринское	82,7	6,0	3,0	1,0	0,2	0,1	0	7,0
30	Кара-Дагское	93,2	2	1,2	1,0	1,2	0,8	0	0,5

Приложение Б

Таблица Б1 – Исходные данные (1-я часть варианта задания)

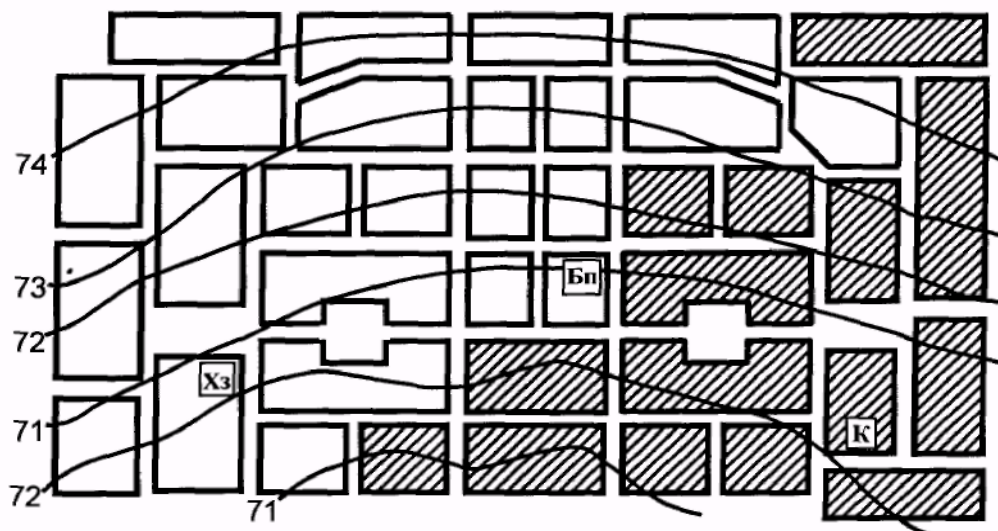
№ вар.	Газифицируемый населенный пункт	№ вар.	Газифицируемый населенный пункт	№ вар.	Газифицируемый населенный пункт
1	Тюмень	11	Астрахань	21	Липецк
2	Ижевск	12	Владимир	22	Красноярск
3	Хабаровск	13	Волгоград	23	Курск
4	Челябинск	14	Иркутск	24	Мурманск
5	Чебоксары	15	Глазов	25	Рязань
6	Барнаул	16	Сыктывкар	26	Новосибирск
7	Архангельск	17	Кострома	27	Оренбург
8	Брянск	18	Краснодар	28	Пенза
9	Белгород	19	Курган	29	Казань
10	Уфа	20	Саранск	30	Саратов

Таблица Б2 – Исходные данные (2-я часть варианта задания)

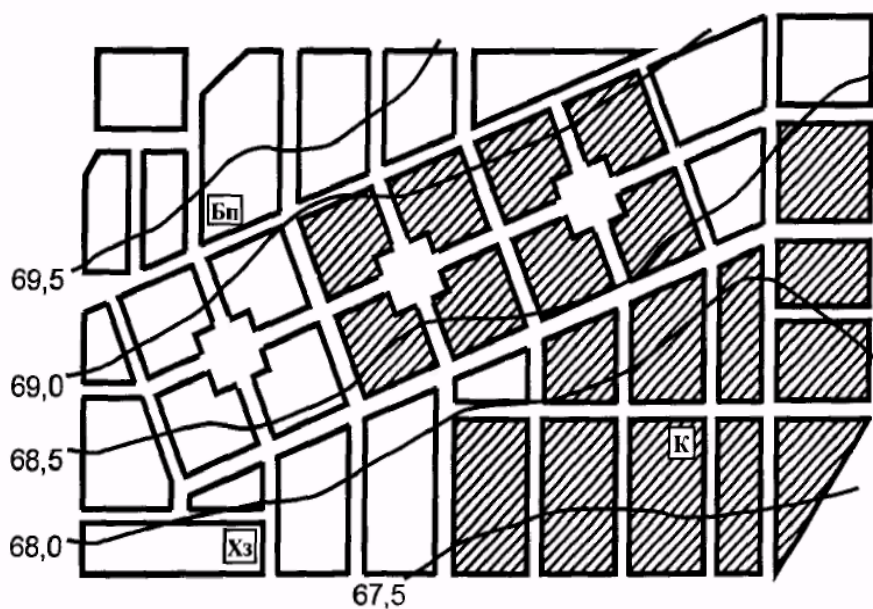
Исходные данные	1 -я цифра варианта после дроби									
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Расположение ГРС	СЗ	СВ	С	ЮВ	Ю	3	ЮЗ	В	СЗ	ЮВ
Плотность населения, чел/га	50	60	70	80	90	100	110	120	130	140
Потребление газа коммунально-бытовыми предприятиями										
Бани и прачечные, %	35	30	35	40	45	20	32	43	27	39
Столовые и рестораны, %	38	29	30	27	26	25	28	30	27	29
Хлебозаводы (на 1000 чел.), т/сут.	0,8	0,6	0,8	0,8	0,6	0,7	0,8	0,7	0,7	0,6
	2-я цифра варианта после дроби									
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Номер генплана	2	4	6	8	10	9	7	5	3	1
Расстояние от ГРС до населенного пункта, км	7	6	6,5	5	4	4,5	6	4	5	7
Давление газа после ГРС, МПа	0,6	0,5	0,4	0,3	0,4	0,6	0,3	0,5	0,5	0,6

Генпланы районов строительства (М 1:40000)

Генплан № 1



Генплан № 2



Условные обозначения:

Бп - банно-прачечный комбинат; Хз - хлебозавод; К - котельная;

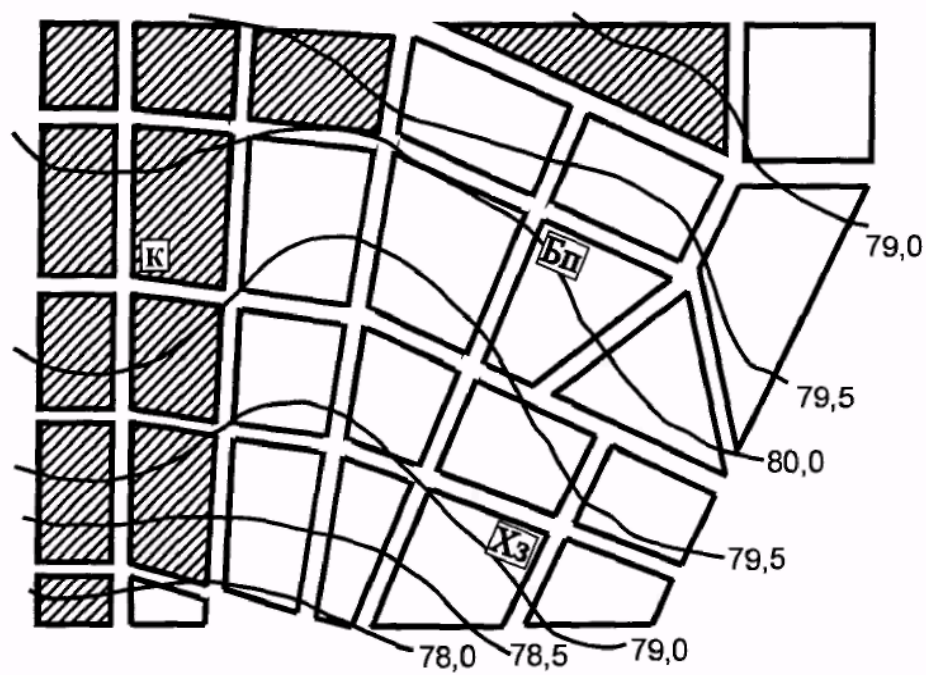


кварталы с газовыми плитами и централизованным горячим водоснабжением;

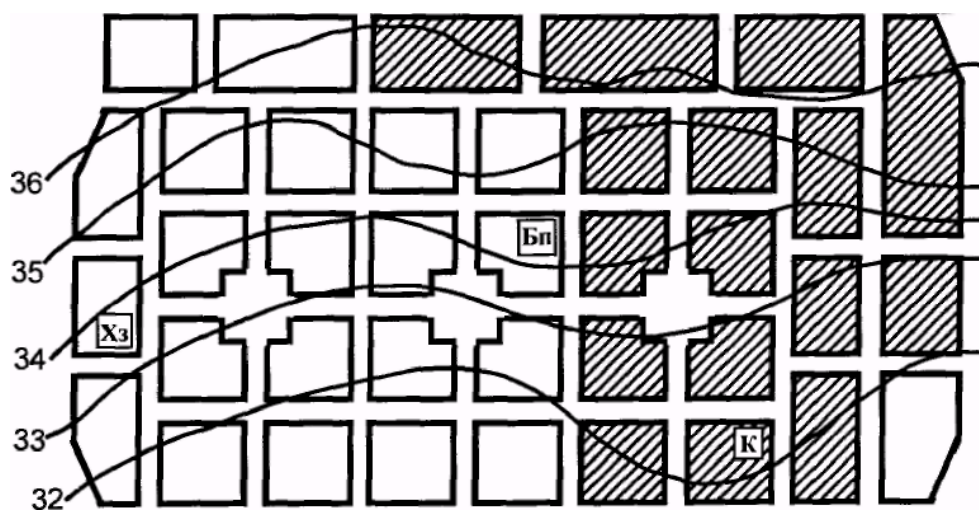


кварталы с газовыми плитами и индивидуальными источниками тепловой энергии (газовый котел).

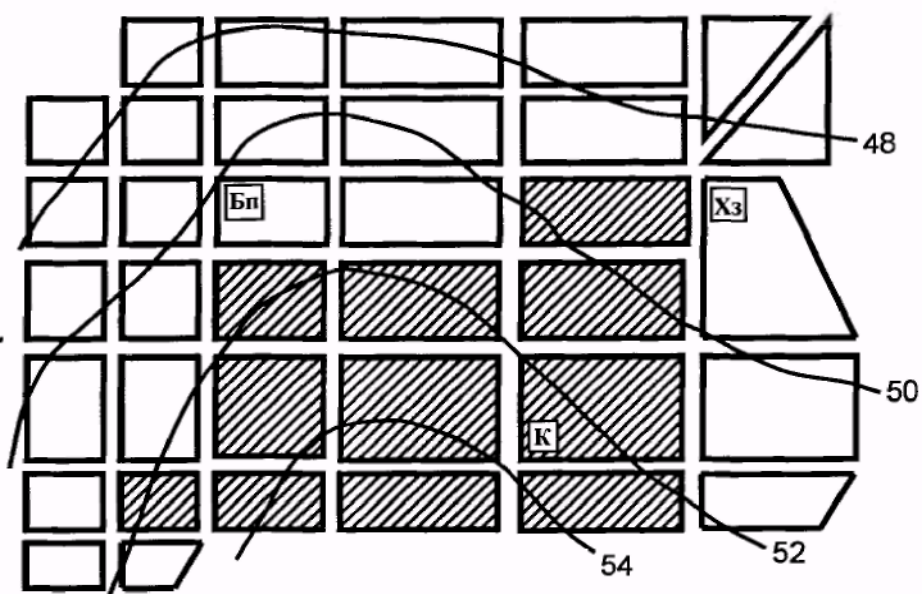
Генплан № 3



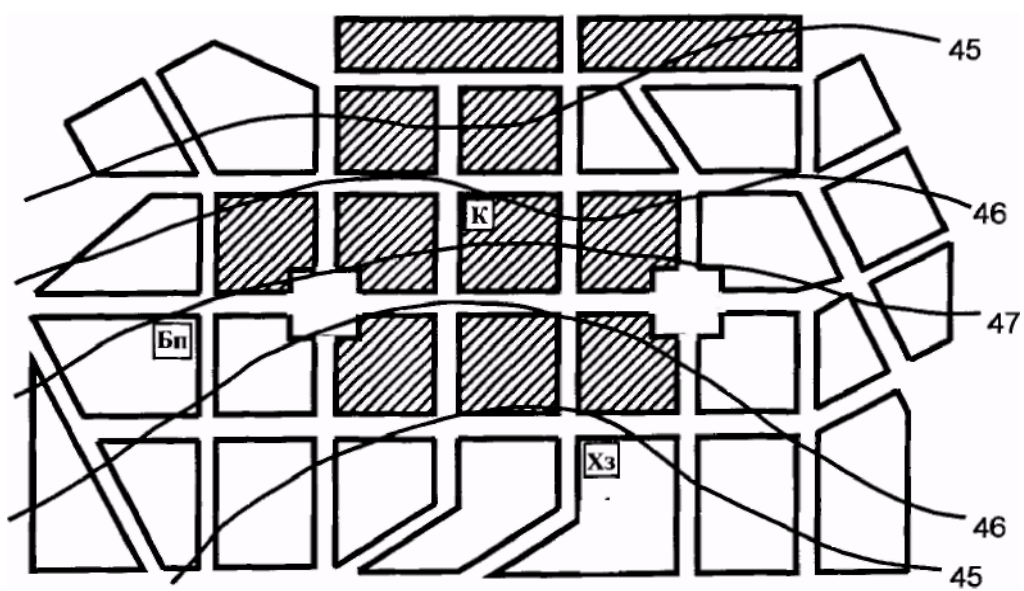
Генплан № 4



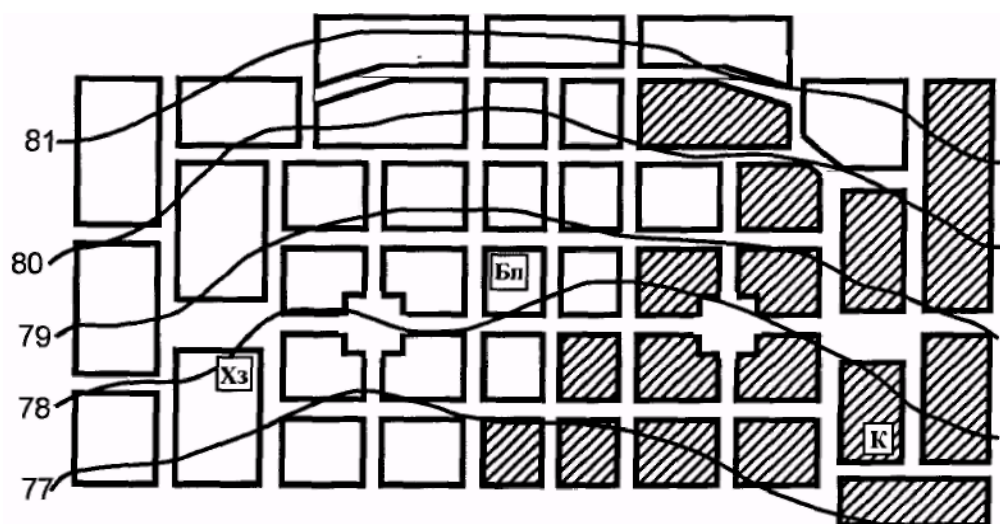
Генплан № 5



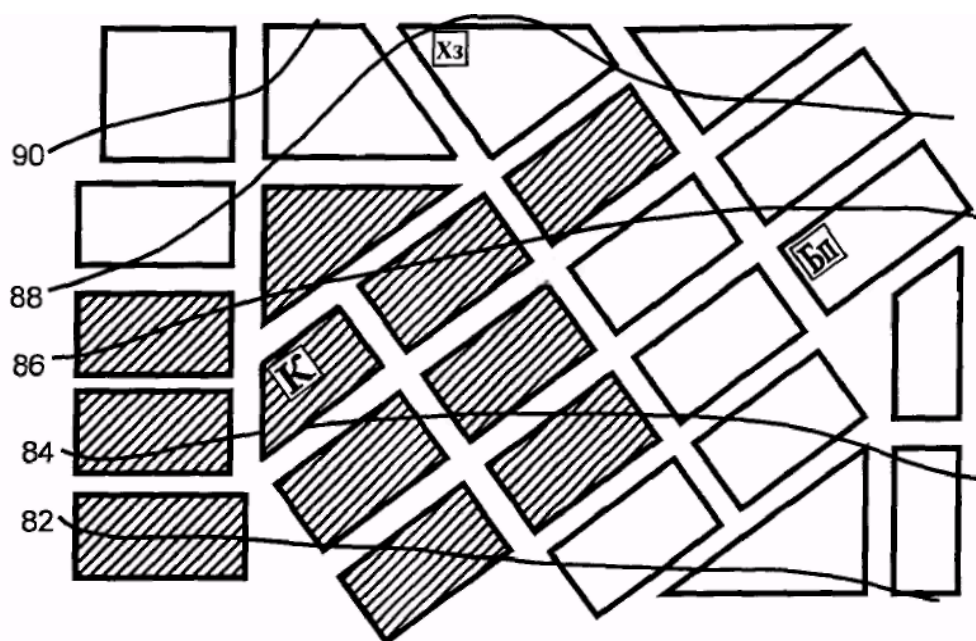
Генплан № 6



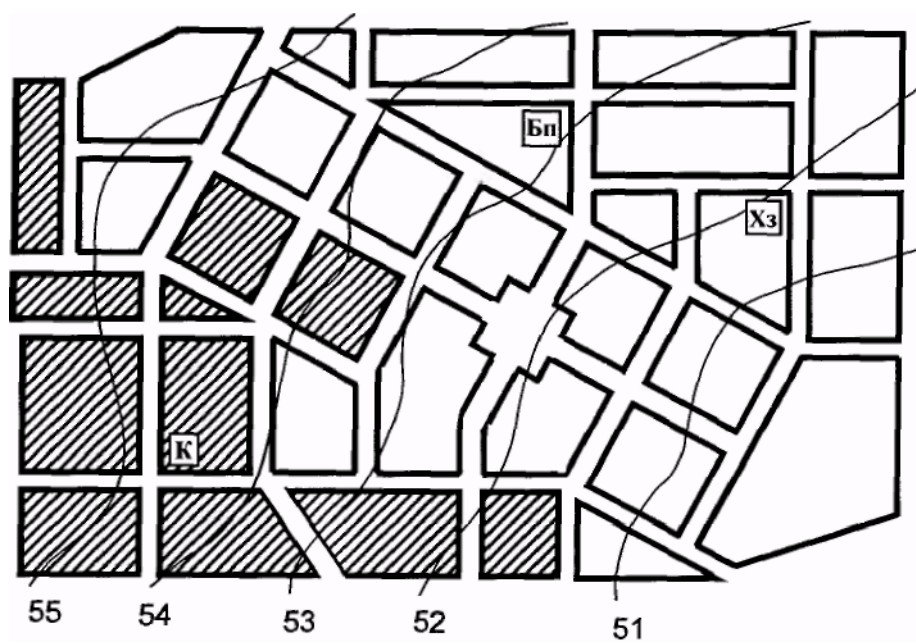
Генплан № 7



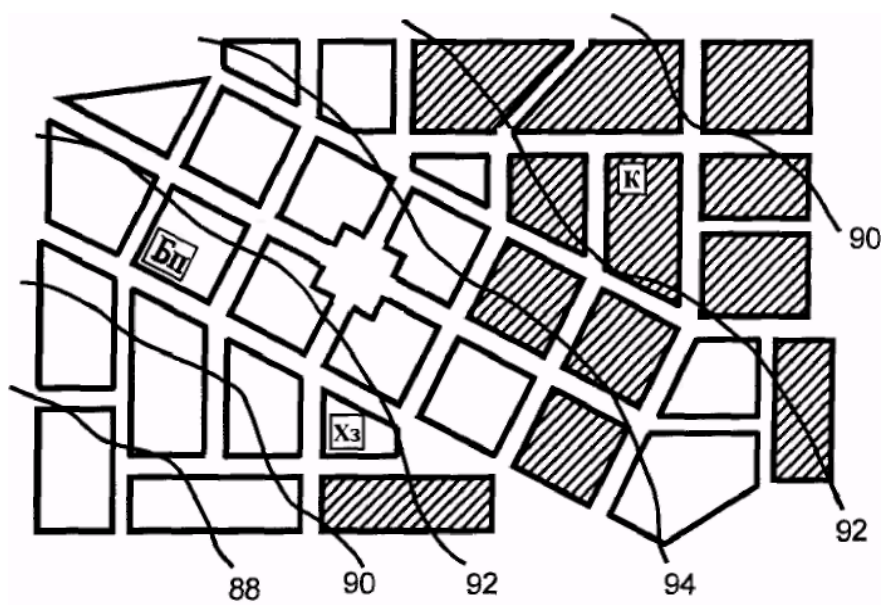
Генплан № 8



Генплан № 9



Генплан № 10



Генплан № 11

Приложение Г

Таблица Г.1 – Характеристики чистых газов при нормальных физических условиях

Газ	Химическая формула	Молекулярная масса	Молекулярный объем, м ³ /кмоль	Плотность, кг/м ³	Относительная плотность по воздуху
Азот	N ₂	28,016	22,40	1,2505	0,9673
Ацетилен	C ₂ H ₂	28,038	22,24	1,1707	0,9055
Водород	H ₂	2,016	22,43	0,0899	0,0695
Водяной пар	H ₂ O	18,016	23,45	0,8040	0,5941
Воздух (без CO ₂)	—	28,960	22,40	1,2928	1,0000
Диоксид серы	SO ₂	64,066	21,89	2,9263	2,2635
Диоксид углерода	CO ₂	44,011	22,26	1,9768	1,5291
Кислород	O ₂	32,000	22,39	1,4290	1,1053
Оксид углерода	CO	28,011	22,41	1,2500	0,9669
Сероводород	H ₂ S	34,082	22,14	1,5392	1,1906
Метан	CH ₄	16,043	22,38	0,7168	0,5545
Этан	C ₂ H ₆	30,070	22,18	1,3566	1,0490
Пропан	C ₃ H ₈	44,097	21,84	2,0190	1,5620
н-Бутан	C ₄ H ₁₀	58,124	21,50	2,7030	2,0910
изо-Бутан	C ₄ H ₁₀	58,124	21,78	2,6680	2,0640
Пентан	C ₅ H ₁₂	72,151	—	3,2210	2,4910

Приложение Д

Таблица Д.1 – Теплота сгорания сухих горючих газов (при 0°С и 101,3 кПа)

Газ	Молярная, МДж/кмоль		Массовая, кДж/кг		Объемная, кДж/м ³	
	Высшая	Низшая	Высшая	Низшая	Высшая	Низшая
Ацетилен	1308,56	1264,60	50240	48570	58910	56900
Водород	286,06	242,90	141 900	120 080	12750	10790
Оксид углерода	283,17	283,17	10090	10090	12640	12640
Сероводород	553,78	519,82	16540	15240	25460	23490
Метан	880,90	800,90	55546	49933	39820	35880
Этан	1560,90	1425,70	52019	47415	70310	64360
Пропан	2221,40	2041,40	50385	46303	101 210	93 180
н-Бутан	2880,40	2655,00	51344	47327	133 800	123 570
изо-Бутан	2873,50	2648,30	51222	47208	132960	122 780
Пентан	3539,10	3274,40	49052	45383	169 270	156630
Этилен	1412,00	1333,50	50341	47540	63039	59532
Пропилен	2059,50	1937,40	48944	46042	91945	88493
Бутилен	2720,00	2549,70	48487	45450	121 434	113830

Приложение Е

Таблица Е.1 – Норма расхода газа (в тепловых единицах) на хозяйственно-бытовые и коммунальные нужды

Потребители газа	Показатель потребления газа	Норма расхода теплоты, МДж (тыс. ккал)
1 . Жилые дома		
При наличии в квартире газовой плиты и централизованного ГВС при газоснабжении: - природным газом; - сжиженным газом	на 1 чел. в год то же	2800 (660) 2540(610)
При наличии в квартире газовой плиты и газового водонагревателя (централизованное ГВС отсутствует) при газоснабжении: - природным газом; - сжиженным газом	то же то же	8000(1900) 7300 (1750)
При наличии в квартире газовой плиты и отсутствии централизованного ГВС и газового водонагревателя при газоснабжении: — природным газом; - сжиженным газом	то же то же	4600 (1 100) 4240(1050)
2. Предприятия бытового обслуживания		
Фабрики-прачечные: на стирку белья в немеханизированных прачечных с сушильными шкафами; — на стирку белья в механизированных прачечных; - на стирку белья в механизированных прачечных, включая сушку и глажение	на 1 т сухого белья то же то же	12600(3000) 8800(2100) 18800(4500)
Бани: - мытье без ванн; - мытье в ваннах	на 1 помывку то же	40(9,5) 50(12,0)
3. Предприятия общественного питания		
Столовые, рестораны, кафе: - на приготовление обедов (вне зависимости от пропускной способности предприятия); - на приготовление завтраков и ужинов	на 1 обед на 1 завтрак (ужин)	4,2(1,0) 2,1 (0,5)
4. Учреждения зд	забоохранения	
Больницы, родильные дома: - на приготовление пищи; - на приготовления горячей воды для хозяйственно-бытовых нужд и лечебных процедур (без стирки белья)	на 1 койку в год то же	3200 (760) 9200 (2200)
5. Предприятия по производству хлебобулочных изделий		
Хлебозаводы, комбинаты, пекарни: - на выпечку хлеба формового; - на выпечку хлеба подового, батончиков, булок; - на выпечку кондитерских изделий (тортов, пирожных, печеня и т. п.)	на 1 т изделий то же то же	2500 (600) 5450(1300) 7750(1850)

Примечание: нормы расхода теплоты на жилые дома, приведенные в таблице, учитывают расход теплоты на стирку белья в домашних условиях.

Приложение Ж

Таблица Ж.1 – Значения коэффициентов часового максимума расхода газа на бытовые и коммунально-бытовые нужды

Число жителей, снабжаемых газом, тыс. чел.	Коэффициент часового максимума расхода газа (без отопления), Кт
1	1/1800
2	1/2000
3	1/2050
5	1/2100
10	1/2200
20	1/2300
30	1/2400
40	1/2500
50	1/2600
100	1/2800
300	1/3000
500	1/3300
750	1/3500
1000	1/3700
2000 и более	1/4700

Приложение И

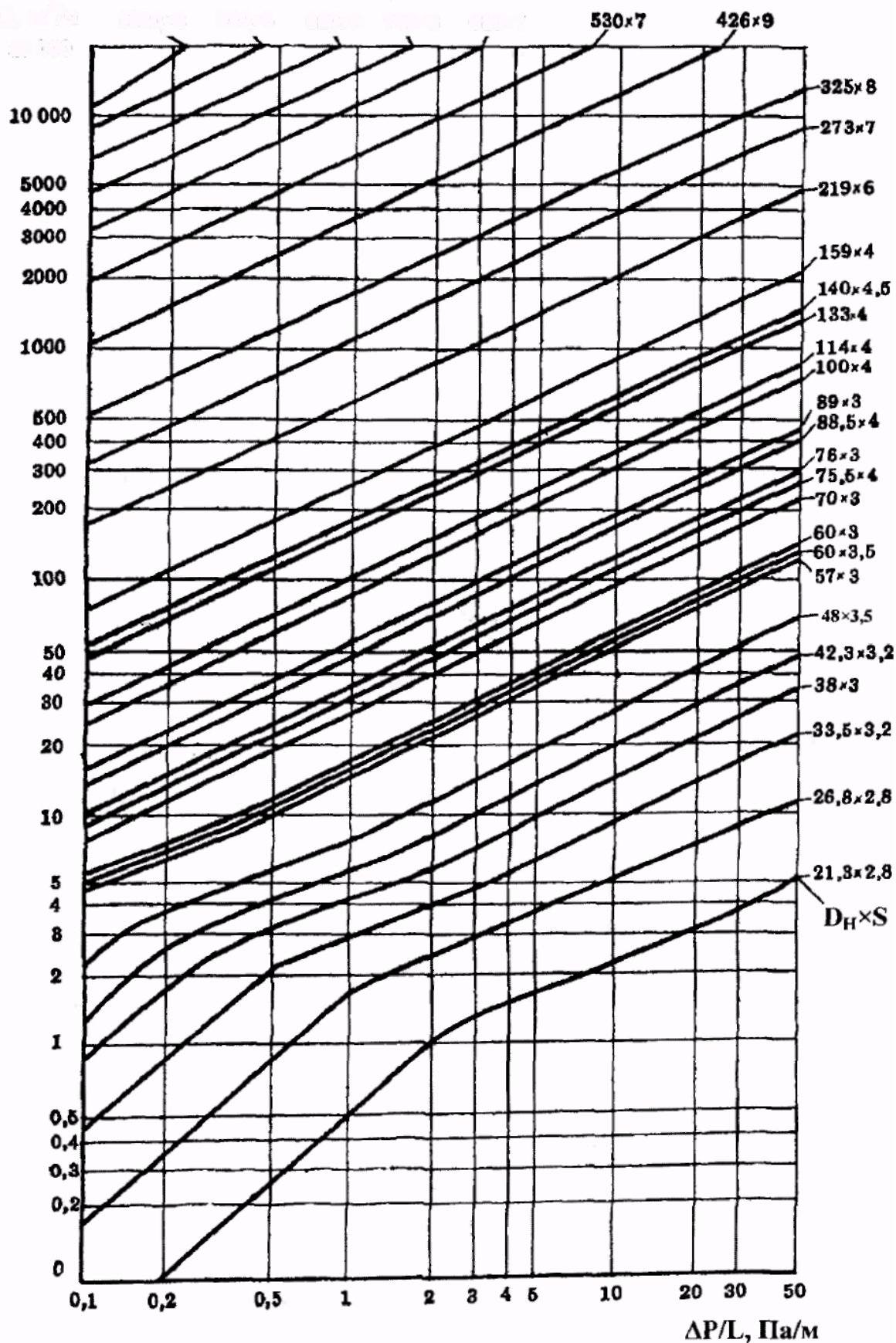
Таблица И.1 – Значения коэффициентов часового максимума расхода газа для коммунально-бытовых предприятий

Предприятие	Коэффициент часового максимума расхода газа, С
Бани	1/2700
Прачечные	1/2900
Общественного питания	1/2000
По производству хлеба и кондитерских изделий	1/6000

Примечание: для бань и прачечных коэффициенты часового максимума расхода газа приведены с учетом расхода газа на нужды отопления и вентиляции.

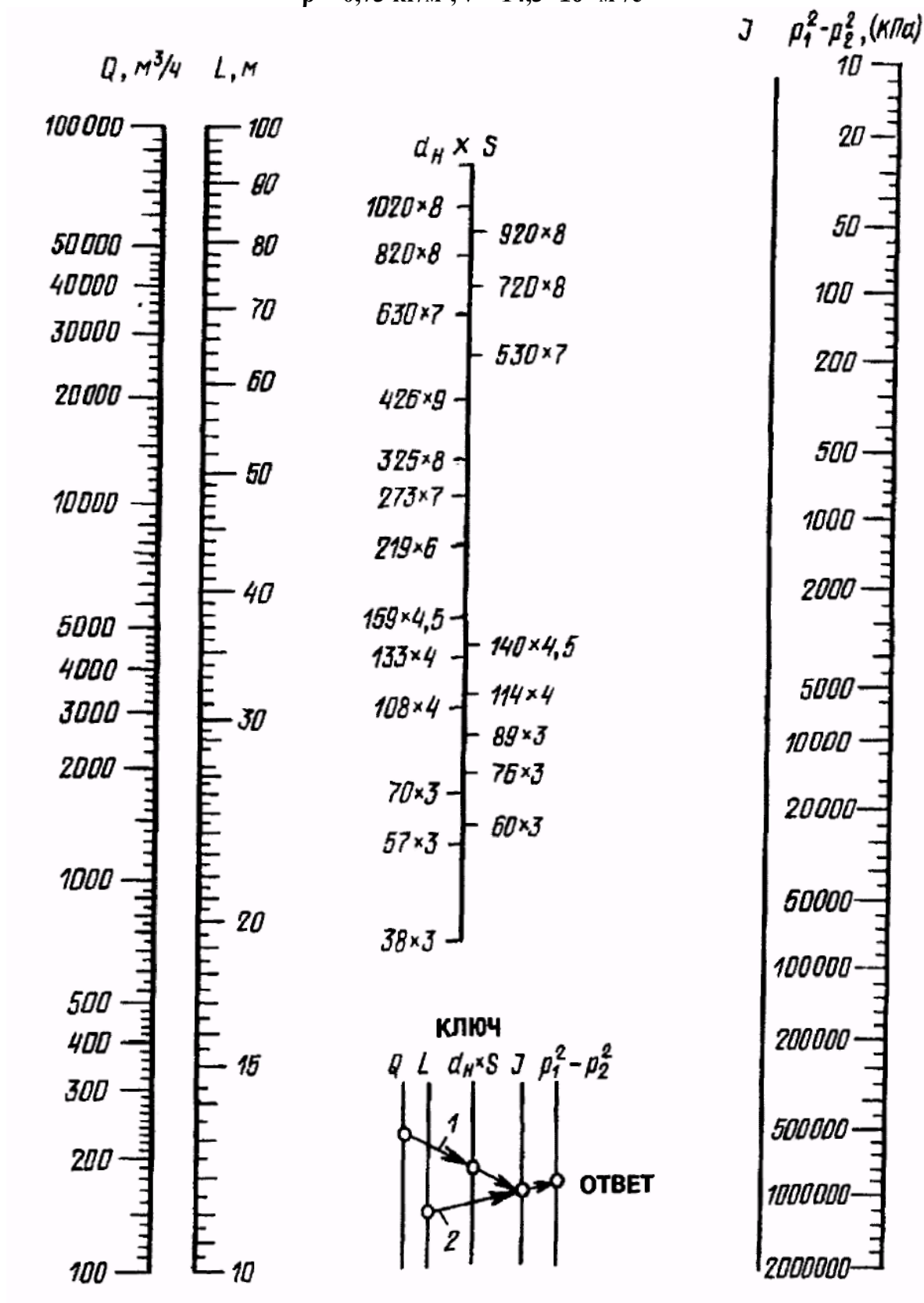
Приложение К

Номограмма для определения потерь давления в газопроводах низкого давления (до 5 кПа). Природный газ $\rho = 0,73 \text{ кг/м}^3$, $\nu = 14,3 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$



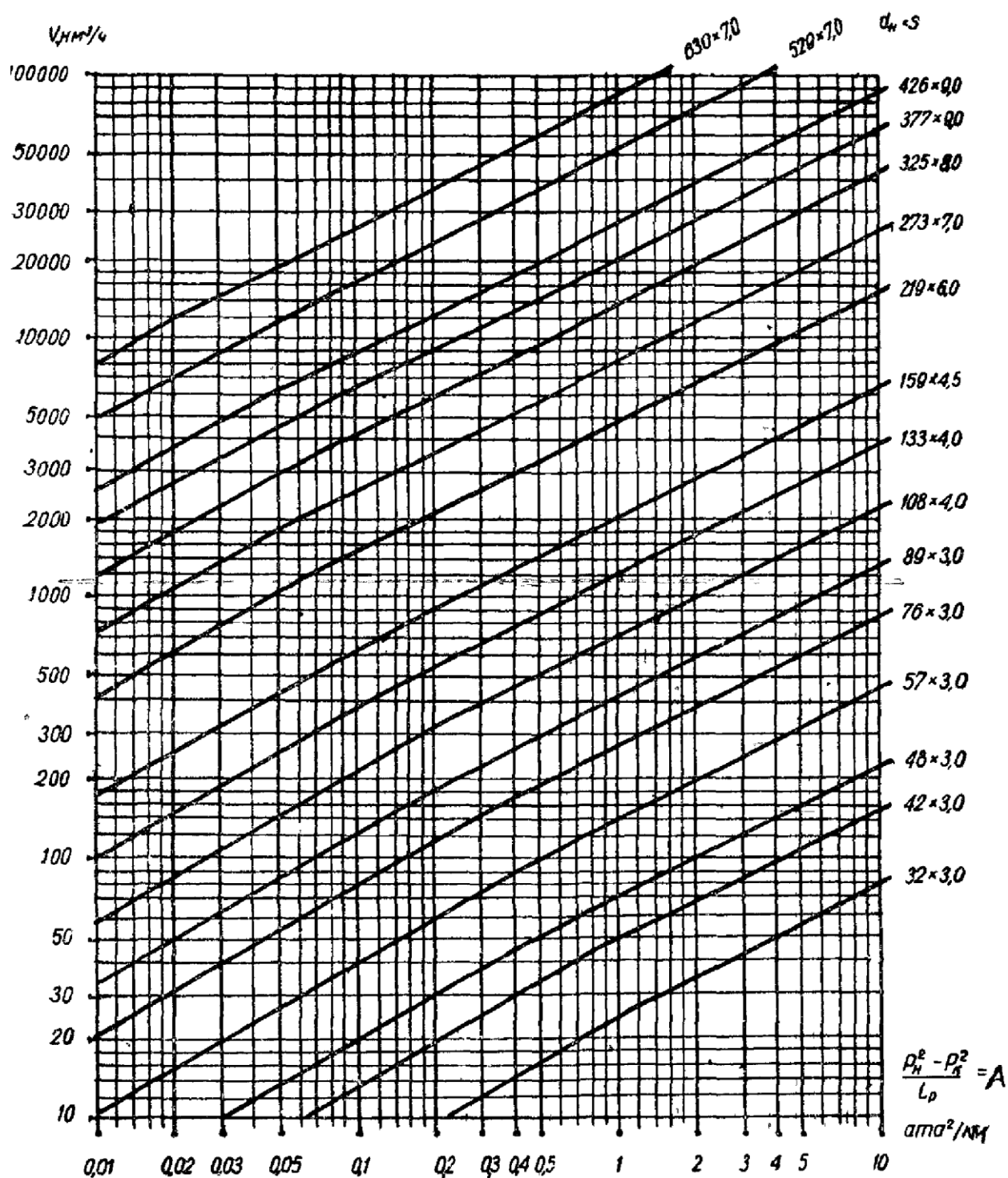
Приложение Л

Номограмма для определения потерь давления в стальных газопроводах среднего и высокого давления (до 1,2 МПа). Природный газ с параметрами
 $\rho = 0,73 \text{ кг/м}^3$, $\nu = 14,3 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$



Приложение М

Номограмма для определения потерь давления в стальных газопроводах среднего и высокого давления (до 1,2 МПа). Природный газ с параметрами
 $\rho = 0,73 \text{ кг/м}^3$, $\nu = 14,3 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$



Приложение Н

Таблица Н.1 – Распределение расчетных перепадов давления между уличными, дворовыми и внутренними газопроводами ($Q_n^p = 33,5-41,9 \text{ МДж/м}^3$)

Р ₀ , кПа	Суммарный перепад давления ΔР _р , кПа			Распределение ΔР _р , кПа между дворовыми и внутридомовыми сетями при застройке			
	от ГРП до наиболее удаленного прибора	в улич- ной сети	в дворовой и внутри- домовой сетях	многоэтажной		одноэтажной	
				на дворо- вую	на внутри- домовую	на дворо- вую	на внут- ри- домовую
2,0	1,80	1,2	0,60	0,25	0,35	0,35	0,25
13	1,15	0,8	0,35	0,10	0,25	0,20	0,15

Приложение П

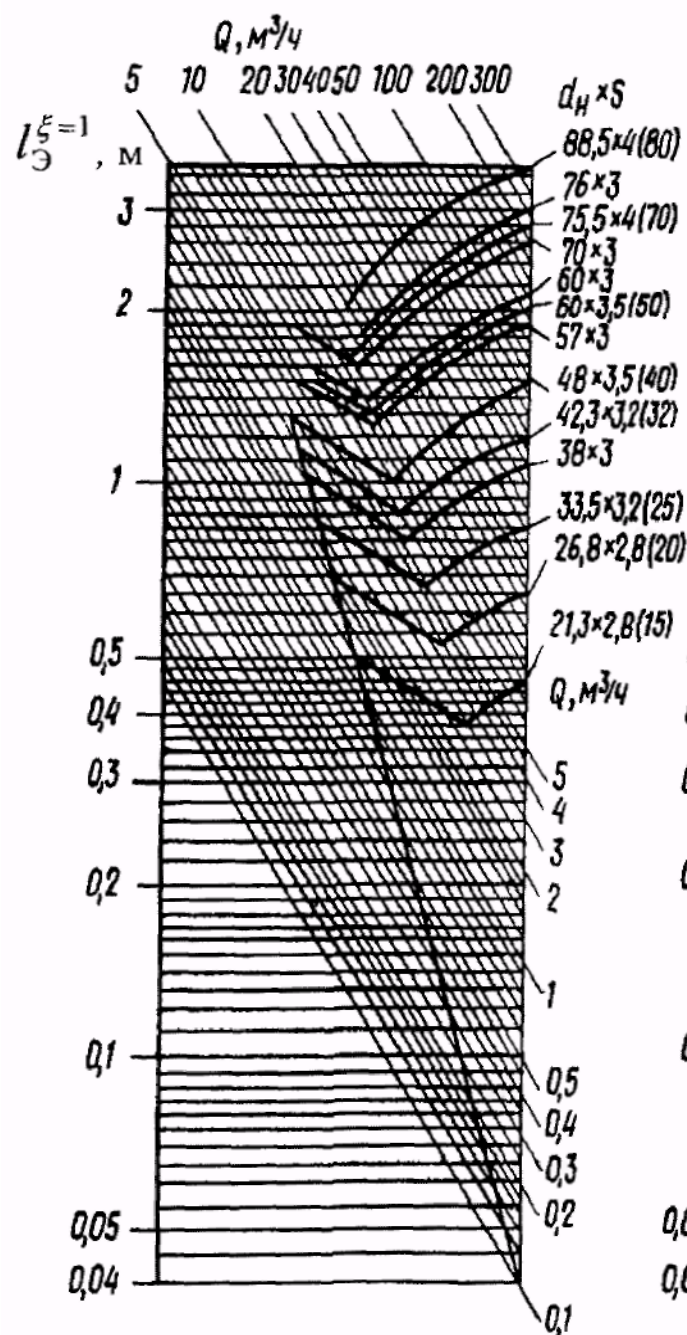
Таблица П.1 – Значение коэффициента одновременности К₀ для жилых домов

Число квартир	Значение коэффициента одновременности К ₀ в зависимости от установки в жилых домах газового оборудования			
	Плита 4- конфороч- ная	Плита 2- конфороч- ная	Плита 4-конфорочная и газовый проточный водонагреватель	Плита 2-конфорочная и газовый 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	0,280	0,360	0,370	0,345
8	0,265	0,320	0,360	0,335
9	0,258	0,289	0,345	0,320
10	0,254	0,263	0,340	0,315
15	0,240	0,242	0,300	0,275
20	0,235	0,230	0,280	0,260
30	0,231	0,218	0,250	0,235
40	0,227	0,213	0,230	0,205
50	0,223	0,210	0,215	0,193
60	0,220	0,207	0,203	0,186
70	0,217	0,205	0,195	0,180
80	0,214	0,204	0,192	0,175
90	0,212	0,203	0,187	0,171
100	0,210	0,202	0,185	0,163
400	0,180	0,170	0,150	0,135

Примечания: 1. Для квартир, в которых устанавливается несколько однотипных газовых приборов, коэффициент одновременности следует принимать как для такого же числа квартир с этими газовыми приборами; 2. Значение коэффициента одновременности для емкостных водонагревателей, отопительных котлов или отопительных печей рекомендуется принимать равным 0,85 независимо от количества квартир.

Номограммы для определения эквивалентных длин

Природный газ
 $\rho = 0,73 \text{ кг/м}^3$, $\nu = 14,3 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$



Пропан
 $\rho = 2,0 \text{ кг/м}^3$, $\nu = 3,7 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$

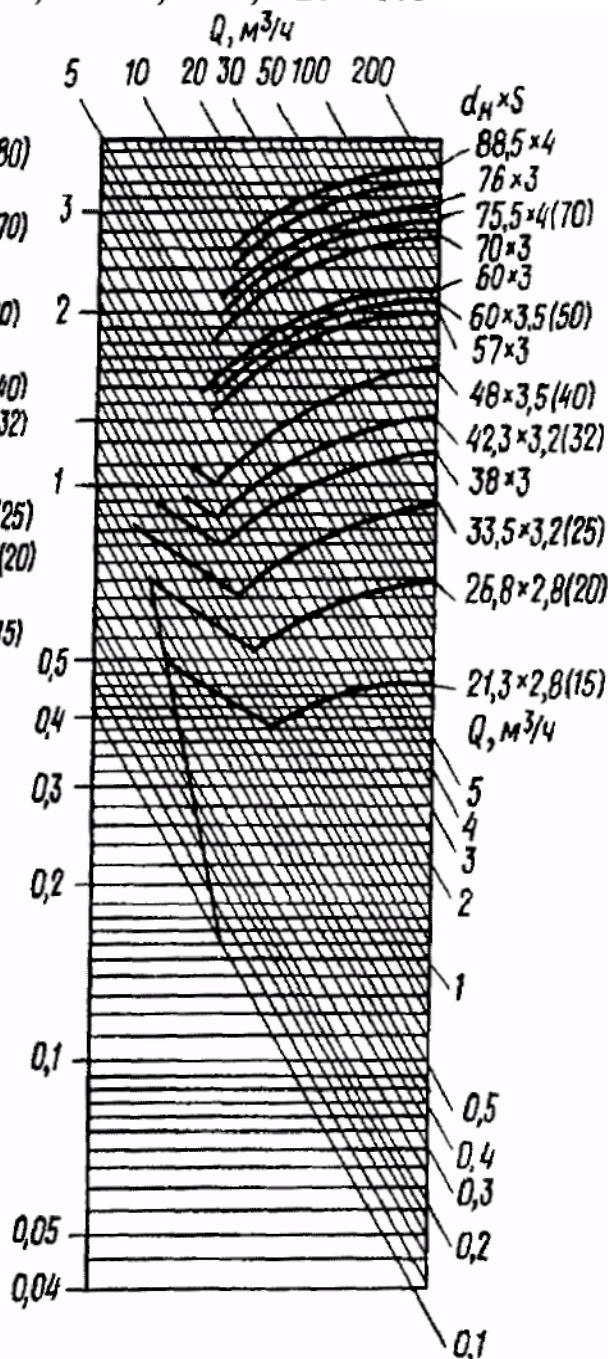


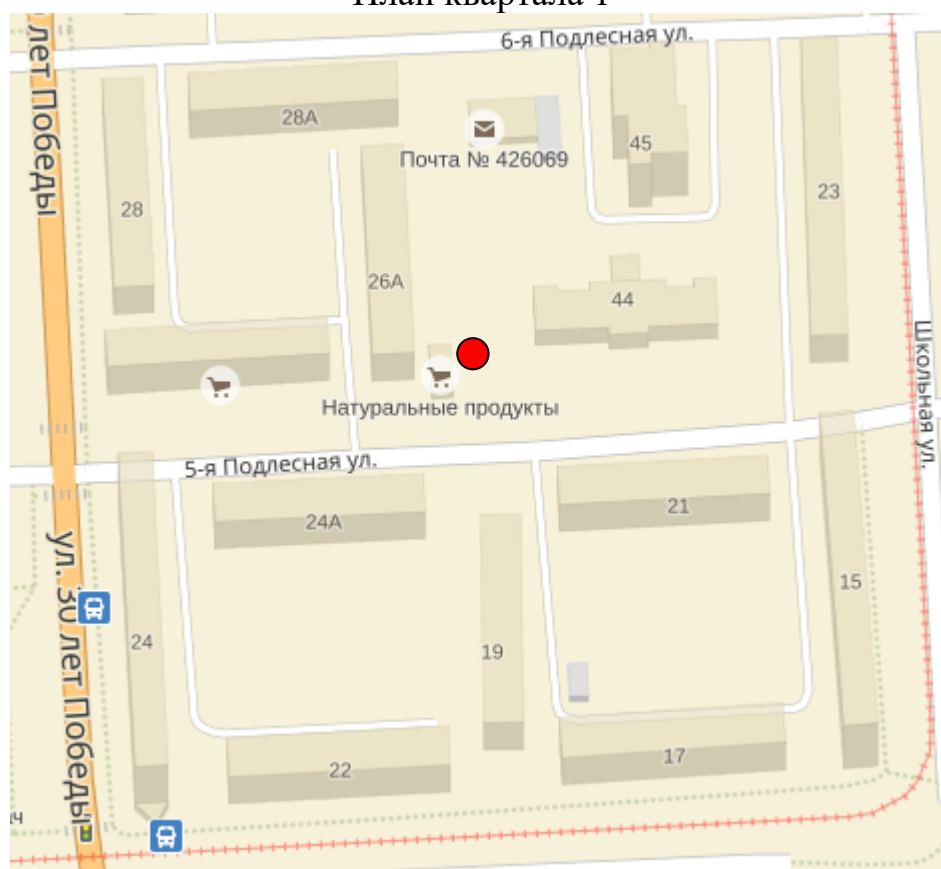
Таблица С.1 – Значение коэффициентов местных сопротивлений

Вид местного сопротивления	Значение ξ	Вид местного сопротивления	Значение ξ для условных диаметров, мм					
			15	20	25	32	40	>50
Внезапное сужение	0,35*	Угольник 90 °	2,2	2,1	2,0	1,8	1,6	1Л
Тройник проходной	1**	Пробочный кран	4	2	2	2	2	2
Тройник поворотный (ответвление)	1,5**	Вентиль прямой	11	7	6	6	6	5
Крестовина проходная	2**	Вентиль «косва»	3	3	3	2,5	2,5	2
Крестовина поворотная	3**	—	Значение t, для условных диаметров задвижек, мм					
			50-100		175-200		300 и более	
Отвод гнутый 90 °	0,3	Задвижка	0,5		0,25		0,15	

Примечания: 1. * ξ - отнесен к участку с меньшим диаметром;
 2. ** ξ - отнесен к участку с меньшим расходом газа

План газифицируемого квартала

План квартала 1

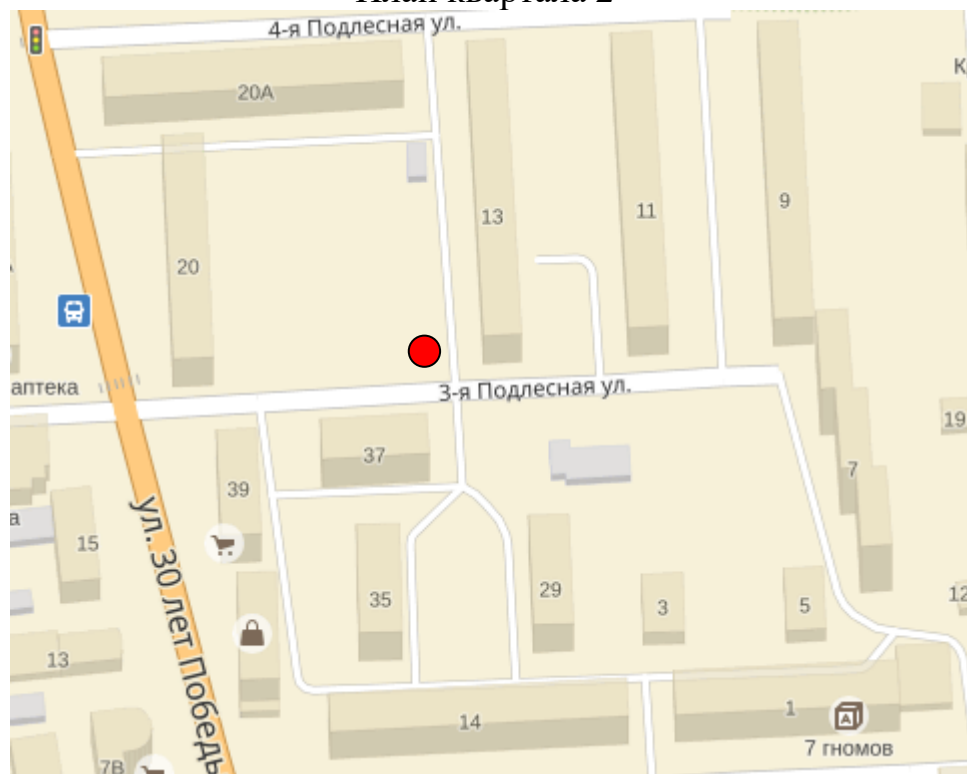


Масштаб 1:2500

	Номера домов											
	28	28А	26А	45	23	24	24А	22	19	17	21	15
Число квартир	45	45	45	72	75	108	45	45	45	45	45	75

● - Ориентировочное размещение ГРП.

План квартала 2

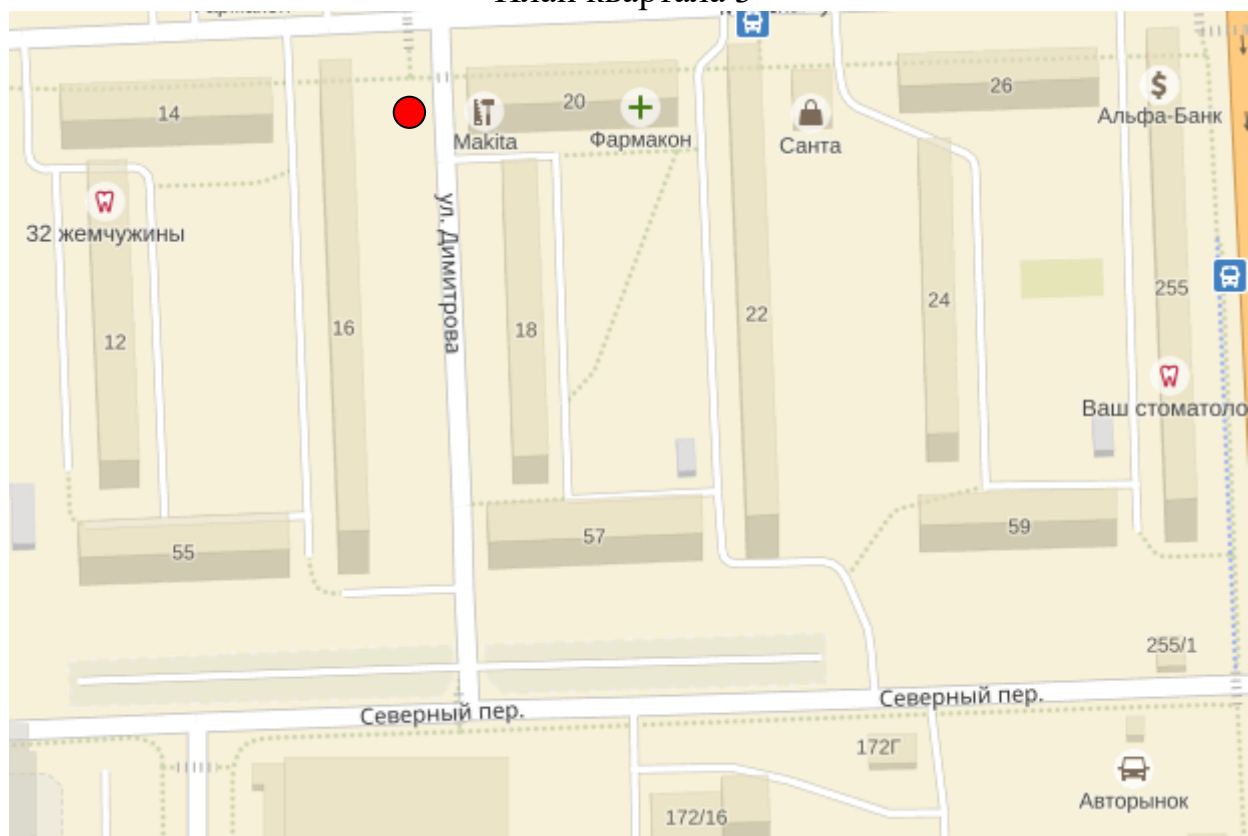


Масштаб 1:2500

	Номера домов											
	20	20А	39	37	35	13	11	9	7	29	14	1
Число квартир	45	60	30	30	30	75	75	75	162	30	60	45

● - Ориентировочное размещение ГРП.

План квартала 3

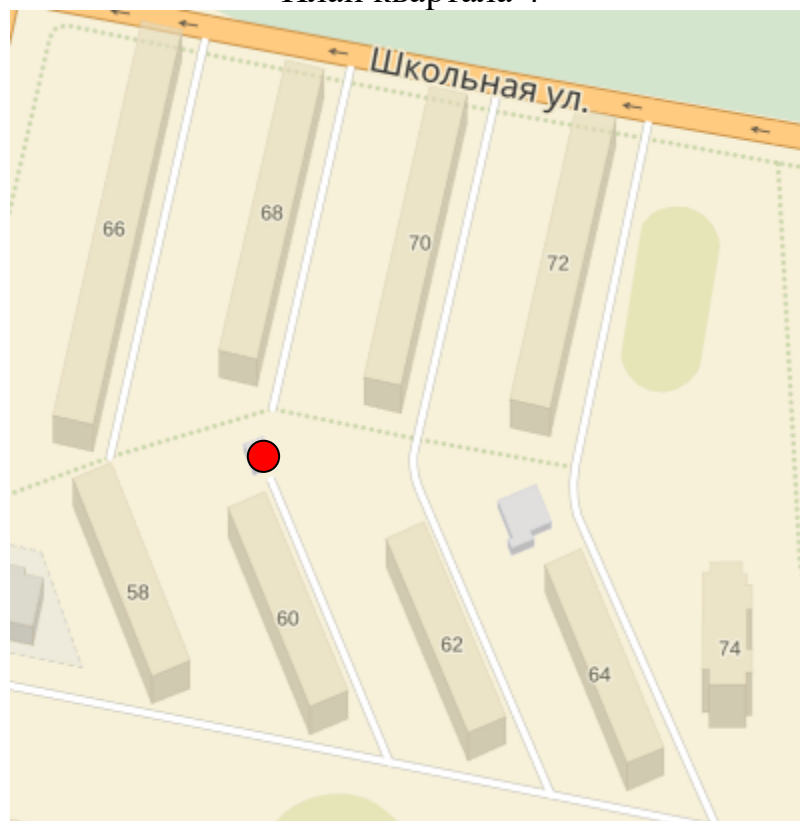


Масштаб 1:2500

	Номера домов											
	12	14	16	18	20	22	24	26	55	57	59	255
Число квартир	75	72	180	75	72	180	75	72	72	72	72	180

● - Ориентировочное размещение ГРП.

План квартала 4

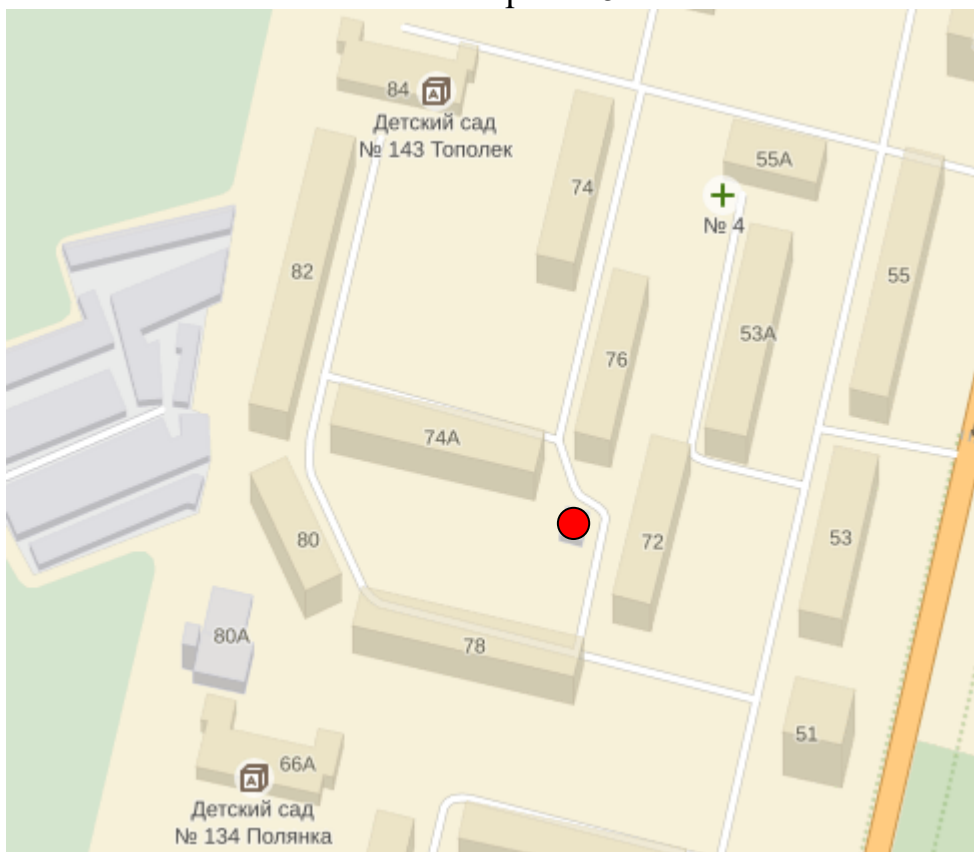


Масштаб 1:2500

	Номера домов											
	58	60	62	64	66	68	70	72	74			
Число квартир	45	45	45	45	90	75	75	75	54			

● - Ориентировочное размещение ГРП.

План квартала 5

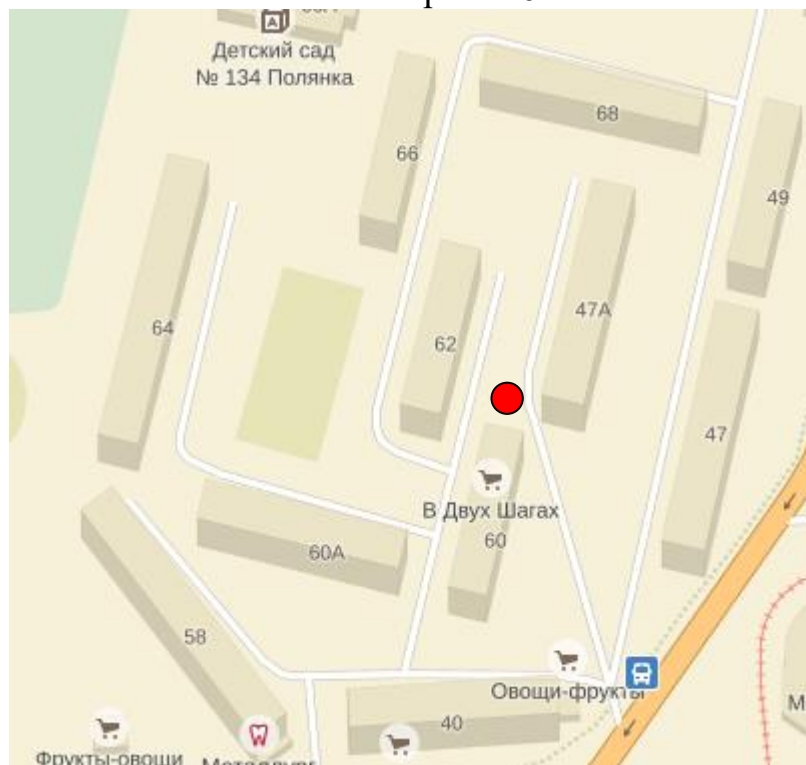


Масштаб 1:2500

	Номера домов											
	53	53A	55	55A	72	74	76	74A	78	80	82	
Число квартир	30	45	45	-	30	30	30	45	45	30	75	

● - Ориентировочное размещение ГРП.

План квартала 6

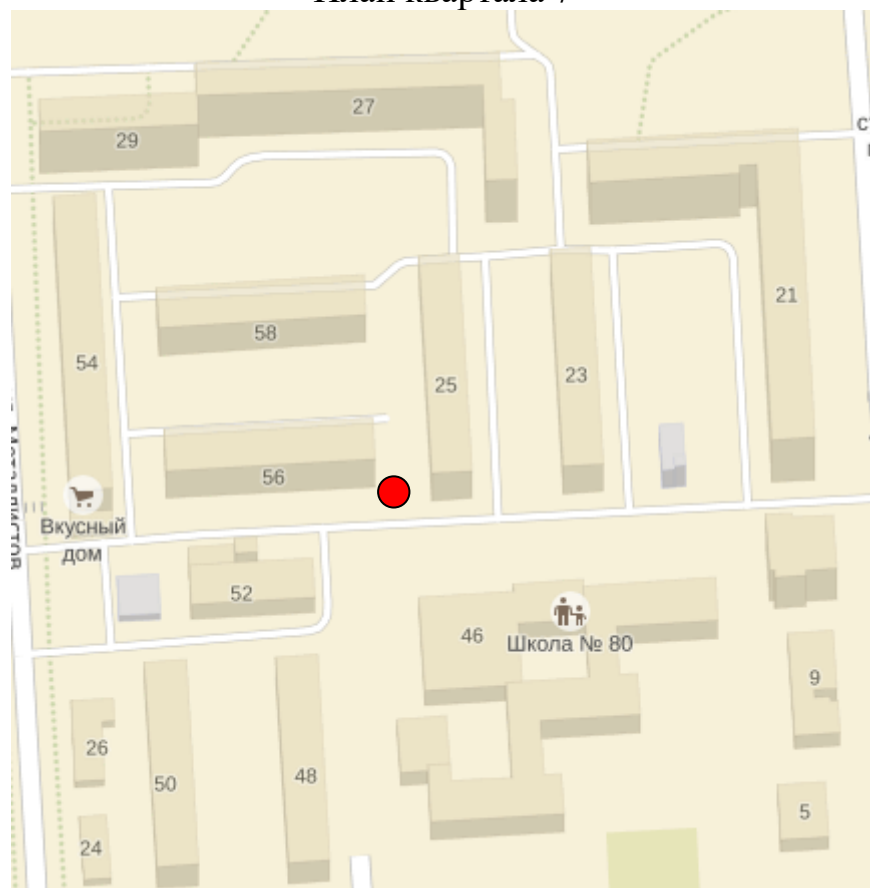


Масштаб 1:2500

	Номера домов											
	40	47	49	47A	58	60	60A	62	64	66	68	
Число квартир	48	60	45	60	75	45	45	45	75	45	60	

● - Ориентировочное размещение ГРП.

План квартала 7

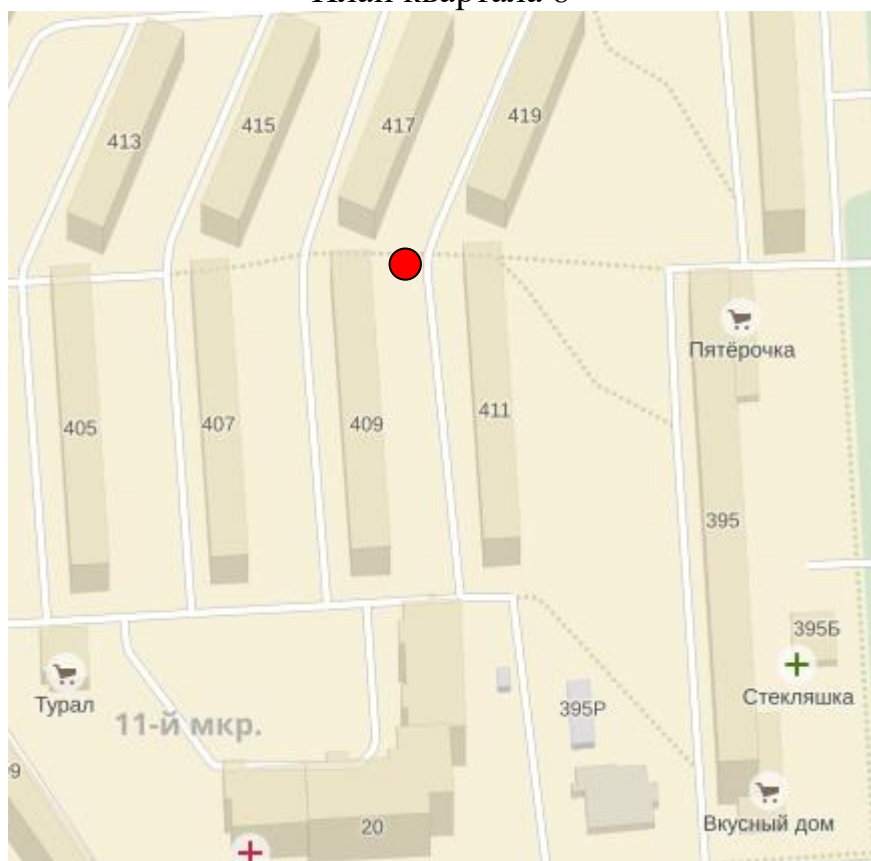


Масштаб 1:2500

	Номера домов											
	24	26	50	52	54	58	25	23	48	21		
Число квартир	2	2	45	-	75	45	45	45	45	180		

● - Ориентировочное размещение ГРП.

План квартала 8



Масштаб 1:2500

	Номера домов											
	405	407	409	411	413	415	417	419	395			
Число квартир	75	75	75	75	60	60	60	60	162			

● - Ориентировочное размещение ГРП.

План квартала 9

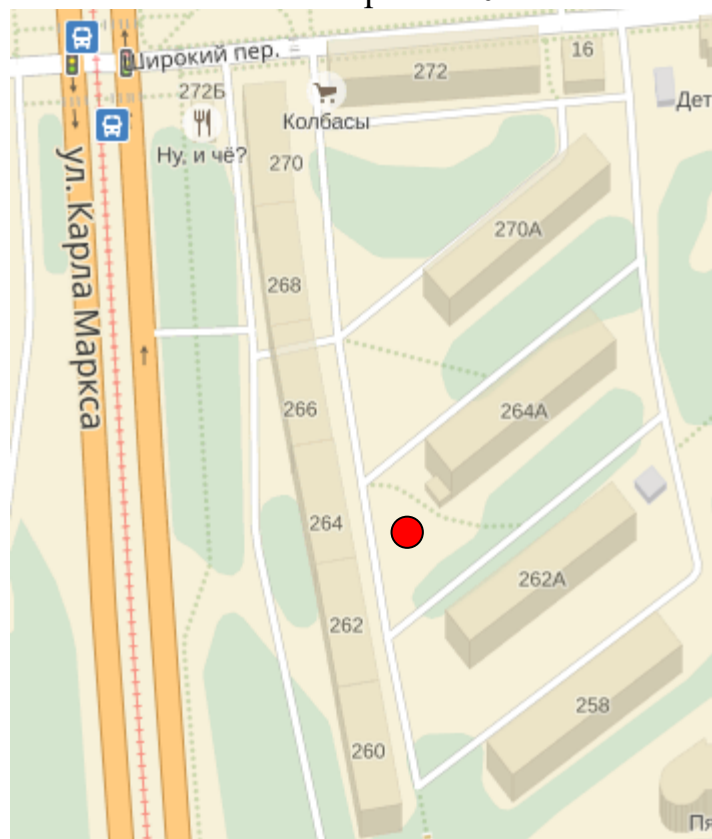


Масштаб 1:2500

	Номера домов											
	120	9	106	106A	108	122	124					
Число квартир	60	75	60	6	60	60	75					

● - Ориентировочное размещение ГРП.

План квартала 10



Масштаб 1:2500

	Номера домов											
	258	262A	264A	270A	260	262	264	266	268	270	272	
Число квартир	60	60	60	60	45	45	45	45	45	45	30	

● - Ориентировочное размещение ГРП.