

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Инженерно-строительный
институт

Инженерные системы зданий и сооружений
кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

_____ А.И. Матюшенко
подпись инициалы, фамилия

« _____ » _____ 2020г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

08.03.01 «Строительство»

код и наименование направления

Газоснабжение жилой зоны пос. Октябрьский
тема

Руководитель	_____	<u>доцент, к.т.н</u>	<u>И.Б.Оленев</u>
	подпись, дата	должность, ученая степень	инициалы, фамилия
Выпускник	_____		<u>А.Р.Мелконян</u>
	подпись, дата		инициалы, фамилия
Нормоконтролер	_____		<u>И.Б.Оленев</u>
	подпись, дата		инициалы, фамилия

Красноярск 2020

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Газоснабжение жилой зоны пос. Октябрьский» содержит 73 страницы текстового документа, 17 использованных источников, 5 листов графического материала.

ГАЗОСНАБЖЕНИЕ ЖИЛОЙ ЗОНЫ, ГАЗОРЕГУЛЯТОРНЫЙ ПУНКТ, ПОТРЕБЛЕНИЕ ГАЗА, ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ГАЗОВЫХ СЕТЕЙ

Объект – пос. Октябрьский, Красноярский край.

Цели работы:

- разработать проектные материалы по газификации пос. Октябрьский;
- выполнить один из вариантов распределительных систем газоснабжения;
- подобрать газовое оборудование для устойчивой работы системы газоснабжения.

Выполнен расчет потребления газа как в целом по поселку, так и в отдельности по разнообразным видам потребления в соответствии с требованиями СП 62.13330.2011 Газораспределительные системы. Актуализированная редакция СНиП 42-01-2002. В поселке запроектирована двухступенчатая система газоснабжения. Для газификации жилой зоны запроектированы пять кольцевых сетей низкого давления с тремя газорегуляторными пунктами. Гидравлический расчет сетей низкого давления выполнен с использованием математического моделирования. Для сети среднего давления подобраны диаметры и определено давление в конечных точках сети. Подобрано оборудование трех газорегуляторных пунктов.

Газификация города предполагается природным газом. Материалы, представленные в работе, могут быть использованы как один из вариантов газоснабжения пос. Октябрьский Богучанского района Красноярского края.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	4
1. Газоснабжение.....	5
1.1 Общие сведения о газификации поселка	5
1.2 Расчет низшей теплоты сгорания и плотности используемого газа.....	8
1.3 Расчет потребления природного газа населением.....	10
1.4 Расчет потребления газа котельными поселка	21
1.5 Определение суммарного расхода газа для газоснабжения населенного пункта.....	22
1.6 Принципиальная схема газоснабжения населенного пункта.....	23
1.7 Выбор оптимального количества сетевых ГРП.....	23
1.8 Трассировка газовых сетей в поселке	23
1.9 Гидравлический расчет распределительной сети низкого давления.....	24
1.10 Гидравлический расчет сети среднего давления.....	53
1.11 Подбор газорегуляторных пунктов и газорегуляторной станции.....	57
1.12 Расчет неравномерности потребления газа.....	61
2. Технология возведения инженерных сетей	66
2.1 Подготовительные работы.....	66
2.2 Земляные работы.....	66
2.3 Монтаж газопроводов.....	68
2.4 Испытание газопроводов.....	68
2.5 Благоустройство трассы.....	69
2.6 Сдача объекта в эксплуатацию.....	70
Заключение.....	71
Список использованных источников.....	72

ВВЕДЕНИЕ

Доля природного газа в топливном балансе России составляет 60%. Так как природный газ является высокоэффективным энергоносителем, который широко применяется в настоящее время, в условиях экономического роста в стране газификация может составить основу социально-экономического развития регионов России, обеспечить улучшение условий труда и быта населения, а также снижение загрязнения окружающей среды. Основной задачей при использовании природного газа является его рациональное потребление, то есть снижение удельного расхода посредством внедрения экономичных технологических процессов, при которых наиболее полно реализуются положительные свойства газа.

В данной бакалаврской работе представлены материалы по газификации пос. Октябрьский, Богучанского района Красноярского края численность населения которого составляет 6050 человек. Газифицировать пос. Октябрьский предполагается природным газом.

Благодаря техническим решениям, представленным в работе, газификация пос. Октябрьский может вестись на современном технологическом уровне, решая, как задачи газоснабжения населения, так и поддержания экологического баланса.

БР выполнена в соответствии с СП 62.13330.2011 Газораспределительные системы. Актуализированная редакция СНиП 42-01-2002.

1 Газоснабжение

При разработке бакалаврской работы рассмотрели следующие вопросы. Система газоснабжения села должна обеспечивать бесперебойную подачу газа потребителям, быть безопасной в эксплуатации, простой и удобной в обслуживании, а также предусматривать возможность отключения отдельных ее элементов или участков газопроводов для производства ремонтных и аварийных работ. Сооружения, оборудование и узлы в системе газоснабжения следует применять однотипные. Принятый вариант системы должен иметь максимальную экономическую эффективность и предусматривать строительство и ввод в эксплуатацию системы газоснабжения по частям.

При проектировании новых систем газоснабжения сел, использующих в качестве топлива природные газы с избыточным давлением до 1,2 Мпа, необходимо руководствоваться СП 62.13330.2011 и Правилами безопасности в газовом хозяйстве.

Все виды потребления газа в населенном пункте можно условно разделить на следующие группы:

- 1) расход газа населением в квартирах для приготовления пищи и горячей воды;
- 2) расход газа на отопление и вентиляцию жилых и общественных зданий от различных источников теплоснабжения (котельные, местные отопительные установки);
- 3) расход газа на горячее водоснабжение.

1.1 Общие сведения о газификации поселка городского типа

Поселок Октябрьский расположен в Богучанской районе Красноярского края. Численность населения данного поселка составляет 6050 человек.

В поселке находятся котельные: котельная «РЖД», котельная «ул. Победы», котельная «Больницы», котельная «Пром.зоны ФГУ ИОУ-26», котельная «Жилой зоны ФГУ ИОУ-26».

Газифицировать поселок Октябрьский предполагается природным газом следующего состава горючих компонентов: метан – 88%, этан – 5,4%, пропан – 1,4%, бутан – 0,8%, углекислый газ – 1%, азот + редкие газы – 3,4%.

Метеорологические условия:

- температура внутреннего воздуха отапливаемых зданий, $t_{BH} = 22^{\circ}\text{C}$ [12];
- расчетная наружная для проектирования отопления, $t_{P.O} = -45^{\circ}\text{C}$ [12];
- расчетная наружная для проектирования вентиляции, $t_{P.B.} = -45^{\circ}\text{C}$ [12];
- средняя наружного воздуха за отопительный период, $t_{CP.O} = -10,4^{\circ}\text{C}$ [12];
- продолжительность отопительного периода, $n_0 = 246$ дня [12].

Исходные данные для газификации жилого сектора – таблица 1.

Таблица 1 – Исходные данные для газификации жилого сектора

Номер квартала	Число жителей (потребителей газа)	Площадь отапливаемых помещений автономной системой теплоснабжения, м ²
1	140	2520
2	120	2160
3	160	2880
4	100	1800
5	170	3060
6	170	3060
7	150	2700
8	140	2520
9	120	2160
10	120	2160
11	140	2520
12	110	1980
13	130	2340
14	160	2880
15	150	2700
16	120	2160
17	130	2340

Окончание таблицы 1 – Исходные данные для газификации жилого сектора

Номер квартала	Число жителей (потребителей газа)	Площадь отапливаемых помещений автономной системой теплоснабжения, м ²
18	140	2520
19	180	3240
20	160	2880
21	190	3420
22	170	3060
23	170	3060
24	130	2340
25	200	3600
26	200	3600
27	180	3240
28	150	2700
29	170	3060
30	190	3420
31	170	3060
32	190	3420
33	170	3060
34	150	2700
35	120	2160
36	180	3240
37	170	3060
38	180	3240
39	160	2880
Всего	6050	

Таблица 2 – Исходные данные для расчета потребления природного газа котельными

Абонент	Наименование абонента	Вырабатываемая тепловая мощность	
		Гкал/ч	Гкал/год
1	Котельная «РЖД»	3,8	13700
2	Котельная «ул.Победы»	3	10800
3	Котельная «Больницы»	2	7200
4	Котельная «Пром.зоны ФГУ ИОУ-26»	4,2	15100
5	Котельная «Жилой зоны ФГУ ИОУ-26»	3,6	13000

1.2 Расчет низшей теплоты сгорания и плотности используемого газа

Для расчета потребления газа необходимо знать низшую теплоту сгорания сухого газа, кДж/м³, а для проведения гидравлических расчетов плотность газа, кг/м³, и его кинематическую вязкость, м²/с.

Низшая теплота сгорания газа, кДж/м³, определяется как сумма произведений величин, теплоты сгорания горючих компонентов, на их объемные доли по формуле

$$Q_H^P = \frac{\sum (C_m H_n)_i \cdot Q_{H_i}^P}{100}, \quad (1)$$

где $(C_m H_n)_i$ - содержание i -го компонента метанового ряда в газе, %;

$Q_{H_i}^P$ - низшая теплота сгорания i -го компонента газа, кДж/м³ [16].

Плотность газа, кг/м³, рассчитывается по формуле

$$\rho_G = \frac{\sum \delta_i \cdot \rho_i}{100}, \quad (2)$$

где δ_i - содержание i -го компонента в газе, % по объему;

ρ_i - плотность сгорания i -го компонента газа, кг/м³ [16].

Кинематическая вязкость газа, м²/с, определяется по формуле

$$\nu_G = \mu_G / \rho_G, \quad (3)$$

где μ_G - динамическая вязкость газа, Па·с;

ρ_G - плотность газовой смеси, кг/м³, рассчитывается по формуле (28).

Динамическая вязкость газа, Па·с, определяется по формуле

$$\mu_G = \frac{\sum \delta_i \cdot \mu_i}{100}, \quad (4)$$

где δ_i - содержание i -го компонента в газе, % по объему;

μ_i - динамическая вязкость i -го компонента в газа при н.у, Па·с, принимается по таблице 3.

Таблица 3 - Физические характеристики газов при 0 °С 101,3 кПа

Газ	Химическая формула	Плотность, кг/м ³	Низшая теплота сгорания, кДж/м ³	Молекулярная масса	Динамическая вязкость, Па·с
Метан	CH ₄	0,7168	35840	16,042	101·10 ⁻⁷
Этан	C ₂ H ₆	1,3566	63730	30,069	86·10 ⁻⁷
Пропан	C ₃ H ₈	2,019	93370	44,096	75·10 ⁻⁷
Бутан	C ₄ H ₁₀	2,703	123770	58,122	68·10 ⁻⁷
Пентан	C ₅ H ₁₂	3,221	146340	72,149	2830·10 ⁻⁷
Азот	N ₂	1,2505		28,013	165·10 ⁻⁷
Диоксид углерода	CO ₂	1,9768		44,010	137·10 ⁻⁷

Газифицировать поселок Октябрьский предполагается природным газом следующего состава горючих компонентов: метан 88%, этан – 5,4%; пропан – 1,4%, бутан – 0,8%, углекислый газ – 1%, азот + редкие газы – 3,4%.

Расчет низшей теплоты сгорания природного газа производится по формуле (1), низшая теплота сгорания природного газа составляет

$$Q_H^P = \frac{88 \cdot 35840 + 5,4 \cdot 63730 + 1,4 \cdot 93370 + 0,8 \cdot 123770}{100} = 37278 \text{ кДж/м}^3.$$

Расчет плотности природного газа производится по формуле (2), плотность природного газа составляет

$$\rho_G = \frac{88 \cdot 0,7168 + 5,4 \cdot 1,3566 + 1,4 \cdot 2,019 + 0,8 \cdot 2,703}{100} + \frac{1 \cdot 1,9768 + 3,4 \cdot 1,2505}{100} = 0,816 \text{ кг/м}^3.$$

Расчет динамической вязкости природного газа производится по формуле (4), динамическая вязкость природного газа составляет

$$\mu_G = \frac{88 \cdot 101 \cdot 10^{-7} + 5,4 \cdot 86 \cdot 10^{-7} + 1,4 \cdot 75 \cdot 10^{-7} + 0,8 \cdot 68 \cdot 10^{-7}}{100} + \frac{3,4 \cdot 165 \cdot 10^{-7} + 1 \cdot 137 \cdot 10^{-7}}{100} = 0,0000102 \text{ Па·с.}$$

Кинематическая вязкость природного газа определяется по формуле (3) и составляет $\nu_G = 0,0000102 / 0,816 = 0,0000125 \text{ м}^2/\text{с}$.

1.3 Расчет потребления природного газа населением

Число потребителей газа по микрорайонам выявляют из анализа их населенности, этажности застройки и ее основных характеристик, числа и характеристики предприятий и учреждения городского хозяйства, наличии централизованного горячего водоснабжения, характеристики отопительных систем, топливного и теплового баланса города.

При расчете потребления газа в квартирах и частных домах на коммунально-бытовые нужды норма расхода теплоты отнесена к одному человеку в год. Годовой расход газа, млн м³/год, потребляемого жилыми зданиями, определяется по формуле

$$Q_{ГОД}^K = \frac{q_1^K \cdot n_1^K + q_2^K \cdot n_2^K + q_3^K \cdot n_3^K}{Q_H^P} \cdot 10^{-3}, \quad (5)$$

где q_1^K и n_1^K - соответственно норма расхода теплоты на приготовление пищи при наличии в квартире централизованного горячего водоснабжения, МДж/год [16] и количество расчетных единиц данного вида потребления;

q_2^K и n_2^K - норма расхода теплоты на приготовление пищи и горячей воды при наличии в квартире газового водонагревателя, МДж/год [16] и количество расчетных единиц данного вида потребления;

q_3^K и n_3^K - норма расхода теплоты на приготовление пищи и горячей воды при отсутствии в квартире газового водонагревателя, МДж/год [16] и количество расчетных единиц данного вида потребления;

Q_H^P - низшая теплота сгорания сухого газа, кДж/м³.

Годовой расход газа, млн. м³/год, на отопление и вентиляцию жилых застроек вычисляется по формуле

$$Q_{O.B.} = \left[24 \cdot (1 + k_1) \cdot \frac{t_{BH} - t_{CP.O}}{t_{BH} - t_{P.O.}} + Z \cdot k_1 \cdot k_2 \cdot \frac{t_{BH} - t_{CP.O}}{t_{BH} - t_{P.B.}} \right] \cdot \frac{q_0 \cdot F \cdot n_0}{\eta_0 \cdot Q_H^P} \cdot 10^{-6}, \quad (6)$$

где $t_{ВН}$, $t_{P.O.}$, $t_{P.B.}$, $t_{CP.O}$ – температура соответственно внутреннего воздуха отапливаемых зданий, расчетная наружная для проектирования отопления, расчетная наружная для проектирования вентиляции, средняя наружного воздуха за отопительный сезон, принимается по СП 131.13330.2012 «Строительная климатология», °С;

k_1 - коэффициент, учитывающий расход теплоты на отопление жилых и общественных зданий, при отсутствии данных следует принимать равным 0,25;

k_2 - коэффициент, учитывающий расход теплоты на вентиляцию жилых и общественных зданий, при отсутствии данных следует принимать 0,6;

Z - среднее за отопительный период число часов работы системы вентиляции в течение суток (при отсутствии данных принимается 16 часов);

q_0 - укрупненный показатель максимального часового расхода теплоты на отопление жилых зданий, кДж/ч на 1 м² жилой площади [16]

F - площадь рассматриваемых зданий, м²;

n_0 - продолжительность отопительного периода (со среднесуточной температурой воздуха 8 °С и менее), принимается по СП 131.13330.2012 «Строительная климатология», сут;

η_0 - КПД отопительных установок в долях единиц, при отсутствии данных для местных котельных принимается 0,8÷0,85, для районных котельных с учетом потерь в тепловых сетях – 0,8;

Q_H^P - низшая теплота сгорания сухого газа, кДж/м³.

Часовой расход газа, м³/ч, в жилых домах и на коммунально-бытовые нужды рассчитывается по формуле

$$Q_{\text{ч}}^j = \frac{Q_{\text{ГОД}}^j \cdot 10^6}{m^j}, \quad (7)$$

где $Q_{\text{ГОД}}^j$ - годовой расход газа, млн м³/год;

m^j - число часов использования максимума, ч/год.

Для жилых домов число часов максимума зависит от числа жителей, снабжаемых газом от сети [16].

Часовой расход газа, м³/ч, на отопление и вентиляцию жилых и общественных зданий рассчитывается по формуле

$$Q_{ч(O.B.)} = \frac{Q_{O.B.} \cdot 10^6}{m_{O.B.}}, \quad (8)$$

где $Q_{O.B.}$ - годовой расход газа на отопление и вентиляцию жилых и общественных зданий, млн м³/год;

$m_{O.B.}$ - число часов использования максимума на отопление, вентиляцию жилых и общественных зданий, ч/год.

Число часов использования максимума, ч/год, на отопление, вентиляцию жилых и общественных зданий вычисляются по формуле

$$m_{O.B.} = n_o \left[24(1 + k_1) \frac{t_{BH} - t_{CP.O}}{t_{BH} - t_{P.O.}} + Zk_1k_2 \frac{t_{BH} - t_{CP.O}}{t_{BH} - t_{P.B.}} \right] \quad (9)$$

где n_o , t_{BH} , $t_{CP.O}$, $t_{P.O.}$, $t_{P.B.}$, k_1 , k_2 , Z - то же, что и в формуле (6).

Расчет проведен по формуле (5) и сведен в таблицу 3. Низшая теплота сгорания сухого газа составляет $Q_H^P=37280$ кДж/м³ – расчет раздел 1.2. Норма расхода газа на данный вид коммунальных услуг, кДж [16]

Таблица 4 – Расчет годового расхода газа на коммунально-бытовые нужды

Номер квартала	Количество потребителей	Назначение расходуемого газа	Норма расхода газа на одного потребителя		Расход газа, тыс.м ³ /год
			МДж	м ³	
1	140	Приготовление пищи и горячей воды	10000	268,2	37,6
2	120	Приготовление пищи и горячей воды	10000	268,2	32,2
3	160	Приготовление пищи и горячей воды	10000	268,2	42,9
4	100	Приготовление пищи и горячей воды	10000	268,2	26,8

Продолжение таблицы 4 – Расчет годового расхода газа на коммунально-бытовые нужды

Номер квартала	Количество потребителей	Назначение расходуемого газа	Норма расхода газа на одного потребителя		Расход газа, тыс.м ³ /год
			МДж	м ³	
5	170	Приготовление пищи и горячей воды	10000	268,2	45,6
6	170	Приготовление пищи и горячей воды	10000	268,2	45,6
7	150	Приготовление пищи и горячей воды	10000	268,2	40,2
8	140	Приготовление пищи и горячей воды	10000	268,2	37,6
9	120	Приготовление пищи и горячей воды	10000	268,2	32,2
10	120	Приготовление пищи и горячей воды	10000	268,2	32,2
11	140	Приготовление пищи и горячей воды	10000	268,2	37,6
12	110	Приготовление пищи и горячей воды	10000	268,2	29,5
13	130	Приготовление пищи и горячей воды	10000	268,2	34,9
14	160	Приготовление пищи и горячей воды	10000	268,2	42,9
15	150	Приготовление пищи и горячей воды	10000	268,2	40,2
16	120	Приготовление пищи и горячей воды	10000	268,2	32,2
17	130	Приготовление пищи и горячей воды	10000	268,2	34,9
18	140	Приготовление пищи и горячей воды	10000	268,2	37,6
19	180	Приготовление пищи и горячей воды	10000	268,2	48,3
20	160	Приготовление пищи и горячей воды	10000	268,2	42,9
21	190	Приготовление пищи и горячей воды	10000	268,2	51
22	170	Приготовление пищи и горячей воды	10000	268,2	45,6
23	170	Приготовление пищи и горячей воды	10000	268,2	45,6
24	130	Приготовление пищи и горячей воды	10000	268,2	34,9
25	200	Приготовление пищи и горячей воды	10000	268,2	53,6
26	200	Приготовление пищи и горячей воды	10000	268,2	53,6

Окончание таблицы 4 – Расчет годового расхода газа на коммунально-бытовые нужды

Номер квартала	Количество потребителей	Назначение расходуемого газа	Норма расхода газа на одного потребителя		Расход газа, тыс.м ³ /год
			МДж	м ³	
27	180	Приготовление пищи и горячей воды	10000	268,2	48,3
28	150	Приготовление пищи и горячей воды	10000	268,2	40,2
29	170	Приготовление пищи и горячей воды	10000	268,2	45,6
30	190	Приготовление пищи и горячей воды	10000	268,2	51
31	170	Приготовление пищи и горячей воды	10000	268,2	45,6
32	190	Приготовление пищи и горячей воды	10000	268,2	51
33	170	Приготовление пищи и горячей воды	10000	268,2	45,6
34	150	Приготовление пищи и горячей воды	10000	268,2	40,2
35	120	Приготовление пищи и горячей воды	10000	268,2	32,2
36	180	Приготовление пищи и горячей воды	10000	268,2	48,3
37	170	Приготовление пищи и горячей воды	10000	268,2	45,6
38	180	Приготовление пищи и горячей воды	10000	268,2	48,3
39	160	Приготовление пищи и горячей воды	10000	268,2	42,9
Всего	6050				1622,85

Из таблицы 4 видно, что годовой расход газа на коммунально-бытовые нужды составляет 1622,85 тыс. м³/год.

Расчет часового расхода газа на коммунально-бытовые нужды.

Расчет проведен по формуле (7) и сведен в таблицу 4. Годовой расход газа из таблицы 4. Число часов использования максимума, ч/год [16].

Таблица 5 – Расчет часового расхода газа на коммунально-бытовые нужды

Номер квартала	Годовой расход газа, млн м ³ /год	Число часов максимума	Часовой расход газа, м ³ /ч
1	37,6	1800	20,9
2	32,2	1800	17,9
3	42,9	1800	23,8

Окончание таблицы 5 – Расчет часового расхода газа на коммунально-бытовые нужды

Номер квартала	Годовой расход газа, млн м ³ /год	Число часов максимума	Часовой расход газа, м ³ /ч
4	26,8	1800	14,9
5	45,6	1800	25,3
6	45,6	1800	25,3
7	40,2	1800	22,4
8	37,6	1800	20,9
9	32,2	1800	17,9
10	32,2	1800	17,9
11	37,6	1800	20,9
12	29,5	1800	16,4
13	34,9	1800	19,4
14	42,9	1800	23,8
15	40,2	1800	22,4
16	32,2	1800	17,9
17	34,9	1800	19,4
18	37,6	1800	20,9
19	48,3	1800	26,8
20	42,9	1800	23,8
21	51	1800	28,3
22	45,6	1800	25,3
23	45,6	1800	25,3
24	34,9	1800	19,4
25	53,6	1800	29,8
26	53,6	1800	29,8
27	48,3	1800	26,8
28	40,2	1800	22,4
29	45,6	1800	25,3
30	51	1800	28,3
31	45,6	1800	25,3
32	51	1800	28,3
33	45,6	1800	25,3
34	40,2	1800	22,4
35	32,2	1800	17,9
36	48,3	1800	26,8
37	45,6	1800	25,3
38	48,3	1800	26,8
39	42,9	1800	23,8
Всего			901,59

Часовой расход газа на коммунально-бытовые нужды в пос. Октябрьский по результатам расчета из таблицы 5 равен 901,59 м³/ч.

Расчет годового расхода газа на нужды отопления и вентиляции.

Расчет проведен по формуле (б) и сведен в таблицу б.

Исходные данные для расчета:

- раздел 1.1
- укрупненный показатель максимального часового расхода теплоты на отопление жилых зданий, $g = 657$ кДж/ч на 1 м^2 жилой площади [16].

Таблица б – Расчет годового расхода газа на нужды отопления и вентиляции

Номер квартала	Жилая площадь отапливаемых помещений частного сектора, м	Расход газа, тыс.м ³ /год
1	2520	218,18
2	2160	187,01
3	2880	249,35
4	1800	155,85
5	3060	264,94
6	3060	264,94
7	2700	233,77
8	2520	218,18
9	2160	187,01
10	2160	187,01
11	2520	218,18
12	1980	171,43
14	2880	249,35
15	2700	233,77
16	2160	187,01
17	2340	202,6
18	2520	218,18
19	3240	280,52
20	2880	249,35
21	3420	296,11
22	3060	264,94
23	3060	264,94
24	2340	202,6
25	3600	311,69
26	3600	311,69
27	3240	280,52
28	2700	233,77
29	3060	264,94
30	3420	296,11
31	3060	264,94
32	3420	296,11
34	2700	233,77
35	2160	187,01
36	3240	280,52

Окончание таблицы 6 – Расчет годового расхода газа на нужды отопления и вентиляции

Номер квартала	Жилая площадь отапливаемых помещений частного сектора, м	Расход газа, тыс.м ³ /год
37	3060	264,94
38	3240	280,52
39	2880	249,35
Всего		9428,6

Из таблицы 6 видно, что годовой расход газа на нужды отопления и вентиляции составляет 9428,6 тыс.м³/год.

Расчет часового расхода газа на нужды отопления и вентиляции.

Расчет проведен по формуле (8) и сведен в таблицу 7. Годовой расход газа из таблицы 6.

Число часов использования максимума на отопление и вентиляцию определяется по формуле (9) и составляет

$$m_{ов} = 246 \left(24(1 + 0,25) \frac{22 - (-10,4)}{22 - (-45)} + 16 \cdot 0,25 \cdot 0,6 \frac{22 - (-10,4)}{22 - (-45)} \right) =$$

3854ч/год

Таблица 7 – Расчет часового расхода газа на нужды отопления и вентиляции жилого сектора

Номер квартала	Годовой расход газа, тыс.м ³ /год	Число часов максимума	Часовой расход газа, м ³ /ч
1	218,2	3854	56,6
2	187	3854	48,5
3	249,4	3854	64,7
4	155,8	3854	40,4
5	264,9	3854	68,7
6	264,9	3854	68,7
7	233,8	3854	60,7
8	218,2	3854	56,6
9	187	3854	48,5
10	187	3854	48,5
11	218,2	3854	56,6
12	171,4	3854	44,5
13	202,6	3854	52,6
14	249,4	3854	64,7
15	233,8	3854	60,7
16	187	3854	48,5
17	202,6	3854	52,6

Окончание таблицы 7 – Расчет часового расхода газа на нужды отопления и вентиляции жилого сектора

18	218,2	3854	56,6
19	280,5	3854	72,8
20	249,4	3854	64,7
21	296,1	3854	76,8
22	264,9	3854	68,7
23	264,9	3854	68,7
24	202,6	3854	52,6
25	311,7	3854	80,9
26	311,7	3854	80,9
27	280,5	3854	72,8
28	233,8	3854	60,7
29	264,9	3854	68,8
30	296,1	3854	76,8
31	264,9	3854	68,7
32	296,1	3854	76,8
33	264,9	3854	68,7
34	233,8	3854	60,7
35	187	3854	48,5
36	280,5	3854	72,8
37	264,9	3854	68,7
38	280,5	3854	72,8
39	249,4	3854	64,7
Всего			2446,5

Часовой расход газа на нужды отопления и вентиляции в пос. Октябрьский по результатам расчета из таблицы 7 равен 2446,5 м³/ч.

Расчет годового расхода газа потребителями, расположенными в жилой зоне пос. Октябрьский.

Расчет сведен в таблицу 8. Исходные данные: таблицы 4 и 6.

Таблица 8 – Расчет годового расхода газа потребителями, расположенными в п. Октябрьский

Номер квартала	Расход газа, тыс.м ³ /год		
	на коммунально-бытовые нужды	на отопление и вентиляцию	всего
1	37,6	218,2	255,7
2	32,2	187	219,2
3	42,9	249,4	292,3
4	26,8	155,8	182,7
5	45,6	264,9	310,5
6	45,6	264,9	310,5

Окончание таблицы 8 – Расчет годового расхода газа потребителями, расположенными в п. Октябрьский

7	40,2	233,8	274
8	37,6	218,2	255,7
9	32,2	187	219,2
10	32,2	187	219,2
11	37,6	218,2	255,7
12	29,5	171,4	200,9
13	34,9	202,6	237,5
14	42,9	249,4	292,3
15	40,2	233,8	274
16	32,2	187	219,2
17	34,9	202,6	237,5
18	37,6	218,2	255,7
19	48,3	280,5	328,8
20	42,9	249,4	292,3
21	51	296,1	347,1
22	45,6	264,9	310,5
23	45,6	264,9	310,5
24	34,9	202,6	237,5
25	53,6	311,7	365,3
26	53,6	311,7	365,3
27	48,3	280,5	328,8
28	40,2	233,8	274
29	45,6	264,9	310,5
30	51	296,1	347,1
31	45,6	264,9	310,5
32	51	296,1	347,1
33	45,6	264,9	310,5
34	40,2	233,8	274
35	32,2	187	219,2
36	48,3	280,5	328,8
37	45,6	264,9	310,5
38	48,3	280,5	328,8
39	42,9	249,4	292,3
Всего	1622,9	9428,6	11051,5

Годовой расход природного газа потребителями, расположенными в пос. Октябрьский составляет 11051,5 тыс.м³/год.

Расчет часового расхода газа потребителями, расположенными в жилой зоне пос. Октябрьский.

Расчет сведен в таблицу 9. Исходные данные: таблицы 5 и 7.

Таблица 9 – Расчет часового расхода газа потребителями, расположенными в п. Октябрьский

Номер квартала	Расход газа, м ³ /ч		
	на коммунально-бытовые нужды	на отопление и вентиляцию	всего
1	20,9	56,6	77,5
2	17,9	48,5	66,4
3	23,8	64,7	88,5
4	14,9	40,4	55,3
5	25,3	68,7	94,1
6	25,3	68,7	94,1
7	22,4	60,7	83
8	20,9	56,6	77,5
9	17,9	48,5	66,4
10	17,9	48,5	66,4
11	20,9	56,6	77,5
12	16,4	44,5	60,9
13	19,4	52,6	71,9
14	23,8	64,7	88,5
15	22,4	60,7	83
16	17,9	48,5	66,4
17	19,4	52,6	71,9
18	20,9	56,6	77,5
19	26,8	72,8	99,6
20	23,8	64,7	88,5
21	28,3	76,8	105,1
22	25,3	68,7	94,1
23	25,3	68,7	94,1
24	19,4	52,6	71,9
25	29,8	80,9	110,7
26	29,8	80,9	110,7
27	26,8	72,8	99,6
28	22,4	60,7	83
29	25,3	68,8	94,1
30	28,3	76,8	105,1
31	25,3	68,7	94,1
32	28,3	76,8	105,1
33	25,3	68,7	94,1
34	22,4	60,7	83
35	17,9	48,5	66,4
36	26,8	72,8	99,6
37	25,3	68,7	94,1

Окончание таблицы 9 – Расчет часового расхода газа потребителями, расположенными в п. Октябрьский

38	26,8	72,8	99,6
39	23,8	64,7	88,5
Всего			3348

Часовой расход природного газа потребителями, расположенными в пос. Октябрьский составляет 3348 м³/ч.

1.4 Расчет потребления газа котельными поселка городского типа

Тепловая энергия, идущая на нужды населения, вырабатывается в котлах малой мощности, установленных в одиннадцати котельных, расположенных в поселке. Исходные данные к расчету приведены в таблице 2.

Годовой расхода газа в целом по котельной, млн. м³/год, определяется по формуле

$$Q_{\text{Год}} = \frac{4,187 \cdot D}{Q_H^P \cdot (\eta/100)}, \quad (10)$$

где D – нагрузка котельной в течение года, Гкал/год;

Q_H^P – низшая теплота сгорания сухого газа, кДж/м³, [раздел 1.2].

η – коэффициент полезного действия котла при работе на газе, %.

Требуемый часовой расход газа на котел, м³/ч, определяется по формуле

$$Q_{\text{Ч}} = \frac{4187 \cdot D^{\text{ч}}}{Q_H^P \cdot (\eta/100)} \cdot 10^3, \quad (11)$$

где $D^{\text{ч}}$ – нагрузка котла, Гкал/год;

Q_H^P – низшая теплота сгорания сухого газа, кДж/м³, [раздел 1.2].

η – коэффициент полезного действия котла при работе на газе, %.

Расчет потребления природного газа котельными проведен по формулам (10) и (11) и приведен в таблице 10. Низшая теплота сгорания $Q_H^P=37280$ кДж/м³.

Таблица 10 – Расчет потребления природного газа котельными

Абонент	Производительность котла		КПД	Расход газа, м ³ /ч	млн.м ³ /год
	Гкал/ч	Гкал/год			
Котельная «РЖД»	3,8	13700	91	469	1,69
Котельная «ул.Победы»	3	10800	91	370	1,33
Котельная «Больницы»	2	7200	91	247	0,89
Котельная «Пром.зоны ФГУ ИОУ-26»	4,2	15100	91	518	1,86
Котельная «Жилой зоны ФГУ ИОУ-26»	3,6	13000	91	444	1,6
Всего				2049	7,38

Для газоснабжения котельных поселка Октябрьский требуется 7,38 млн.м³/год газа.

1.5 Определение суммарного расхода газа для газоснабжения населенного пункта

На основании расчетов в разделах 1.2 – 1.5 данные о расходах газа по видам потребления приведены в таблице 11.

Таблица 11 – Расход газа по видам потребления в п. Октябрьский

Наименование абонента	Часовой расход газа, м ³ /ч	Расход газа тыс.м ³ /год
КПБ население	902	1622,85
ОВ население	2446	9428,63
Котельная "РЖД"	469	1690,9
Котельная "ул.Победы"	370	1332,9
Котельная "Больницы"	247	888,6
Котельная "Пром.зоны ФГУ ИОУ-26"	518	1863,6
Котельная "Жилой зоны ФГУ ИОУ-26"	444	1604,5
Всего	5397	18432

1.6 Принципиальная схема газоснабжения населенного пункта

В выпускной работе предлагается двухступенчатая система газоснабжения, низкого и среднего давления.

Система состоит из тупиковой сети среднего давления, запитанной от ГРС, которая предполагается размещается на юге от поселка. В поселке запроектирована одна комбинированная сеть низкого давления.

Сеть низкого давления состоит из 5 колец и тупиковых ответвлений, присоединяется к сети среднего давления при помощи 3 сетевых ГРП.

Все котельные запитываются от сети низкого давления.

1.7 Выбор оптимального количества сетевых ГРП

Для подвода газа в поселке городского типа проектом предусмотрен тупиковый распределительный подземный газопровод среднего давления, к которому производится присоединение трех сетевых ГРП

Из условия оптимального расстояния действия ГРП, снижающего давление со среднего до низкого, в поселке предусматривается проектирование трех сетевых газорегуляторных пунктов.

1.8 Трассировка газовых сетей в поселке городского типа

На территории поселка Октябрьский газопроводы среднего давления прокладываются под землей, газопроводы низкого давления прокладываются подземно.

Выбор трассы газопроводов производится с учетом коррозионной активности грунтов и наличия блуждающих токов, плотности застройки, экономической эффективности и т. д.

Вводы газопроводов в жилые дома предусматриваются в нежилые помещения, доступные для осмотра и ремонта газовых систем. Целесообразно

вводы газопроводов в общественные и жилые здания осуществлять непосредственно в помещения, где установлены газовые приборы. Вводы не должны проходить через фундаменты и под фундаментами зданий.

Соединение стальных труб выполняется на сварке. Резьбовые и фланцевые соединения предусматриваются в местах установки запорной арматуры, горелок, контрольно-измерительных приборов, автоматики и др.

Минимальные расстояния по горизонтали и вертикали между газопроводами и зданиями, промпроводками, сооружениями принимаются проектными организациями в соответствии с действующими нормативными документами. Допускается уменьшение этих расстояний в стесненных условиях. Решение об этом принимается проектной организацией с указанием дополнительных мероприятий по качеству применяемых труб, контролю сварных соединений и др. Глубина прокладки газопроводов принимается не менее 0,8 м до верха газопровода или футляра, допускается уменьшение до 0,6 м в местах, где нет проезда транспорта.

Надземные газопроводы прокладываются на негорючих опорах или по стенам зданий.

В котельных проектом предлагается для снижения давления газа перед газогорелочными устройствами установить газорегуляторные установки. С учетом планировки пос. Октябрьский, для газоснабжения жилого сектора проектируются подземные кольцевые сети низкого давления, тупиковые участки проектируются надземными.

При газификации поселка Октябрьский в центральной части прокладываются подземные газопроводы низкого давления, тупиковые участки проектируются надземными по экономическим соображениям.

1.9 Гидравлический расчет распределительных сетей низкого давления

Гидравлический расчет, как смешанных газовых сетей низкого давления, так и тупиковых состоит из нескольких последовательных этапов.

На первом этапе, согласно принятой принципиальной схеме производят трассировку распределительной сети, в результате чего выявляют контуры газопроводов в закольцованной части. Так же выявляют сектора, обслуживаемые тупиковыми участками комбинированной газовой сети или сектора, если сеть является тупиковой.

На втором этапе газовую сеть разбивают на участки, к которым будет присоединено большое число различных потребителей. Это могут быть отдельные стояки жилых зданий, отдельные жилые здания, коммунальные, общественные и прочие потребители. Кроме того, к ним присоединяют ответвления, которые подают газ группам зданий. Отличительная особенность этих потребителей состоит в том, что заранее не известны места их присоединения к газопроводу.

На третьем этапе определяются длины участков и предварительные расчетные расходы газа на участках, для закольцованной части газовой указывается направление движения газа.

На четвертом этапе определяются диаметры газопроводов закольцованной части газовой сети.

На пятом этапе проводится гидравлический расчет закольцованной части газовой сети, увязываются кольца, определяется давление в узловых точках, для выполнения данного этапа мною разработана компьютерная (математическая) модель работы газовой сети.

На шестом этапе проводится гидравлический расчет тупиковых ответвлений и проверяется полнота использования перепада давления.

Гидравлический расчет закольцованной части газовой сети является наиболее трудоемким этапом выполнения поставленной задачи. Его рекомендуется выполнять с использованием современных вычислительных средств, позволяющих решить поставленную задачу с использованием математического (компьютерного) моделирования.

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

сопротивлений, которые определяются по формуле

$$\Delta p = \Delta p_{TP} + \Delta p_{M.C.}, \text{ Па}, \quad (14)$$

где Δp_{TP} - потери давления на трение, Па;

$\Delta p_{M.C.}$ - потери давления в местных сопротивлениях, Па.

Средняя скорость движения газа в газопроводе определяются по формуле

$$w = V/F, \text{ м/с}, \quad (15)$$

где w - средняя скорость движения газа, м/с,

V - объемный расход газа, м³/ч;

F - площадь поперечного сечения участка газопровода, м².

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

$$Re = \frac{w \cdot D}{\nu}, \quad (16)$$

где w - скорость потока газа, м/с;

D - внутренний диаметр газопровода, м;

ν - кинематическая вязкость газа, м²/с.

При $Re < 2000$ в газопроводах газ движется в режиме ламинарного течения, а при $Re > 4000$ в режиме турбулентного течения. При $2000 > Re > 4000$ в газопроводе возникает так называемая критическая область движения газа (переходная от ламинарного течения в турбулентное).

Для сетей низкого давления потери давления на преодоление сил трения описываются формулой

$$p_H - p_K = 626,1 \cdot \lambda \frac{v^2}{d^5} \rho l, \text{ Па}, \quad (17)$$

где p_H - давление в начале газопровода, Па;

p_K - давление в конце газопровода, Па;

λ - безразмерный коэффициент гидравлического трения;

V - объемный расход газа, м³/ч;

d - внутренний диаметр газопровода, см;

ρ - плотность газа при нормальных условиях, кг/м³;

l - длина газопровода, м.

Коэффициент гидравлического трения λ определяется в зависимости от режима движения газа по газопроводу, характеризуемого числом Рейнольдса. Учитывая, что при определении потерь давления на преодоление сил трения по формуле (17), используются объемный расход газа, выраженный в м³/ч, и внутренний диаметр газопровода, выраженный в см, подставляя эти значения в формулу (16), получаем формулу критерия Рейнольдса для этих расчетных величин

$$Re = 0,0354 \frac{V}{d\nu}, \quad (18)$$

где V - объемный расход газа, м³/ч;

d - внутренний диаметр газопровода, см;

ν - кинематическая вязкость газа, м²/с.

Турбулентное движение газа в газопроводе может происходить в так называемой зоне гидравлически гладких труб, и в зоне, когда на гидравлическое сопротивление влияет шероховатость стенки. Критерием гидравлической гладкости внутренней стенки газопровода является значение определяемое по формуле:

$$Re \left(\frac{k}{d} \right) < 23, \quad (19)$$

где Re – число Рейнольдса;

k - эквивалентная абсолютная шероховатость внутренней поверхности стенки трубы, см;

d - внутренний диаметр газопровода, см.

Эквивалентная абсолютная шероховатость внутренней поверхности стенки газопровода, принимаемая равной: для новых стальных труб 0,01 см, для стальных бывших в эксплуатации - 0,1 см, для полиэтиленовых независимо от времени эксплуатации - 0,0007 см, для медных труб - 0,001 см.

При расчете газопроводов безразмерный коэффициент гидравлического трения λ определяется:

- для ламинарного режима движения газа ($Re < 2000$) по формуле Стокса

$$\lambda = \frac{64}{Re}, \quad (20)$$

- для переходного (критического) режима движения газа ($2000 > Re > 4000$)

по формуле Зайченко

$$\lambda = 0,0025 \cdot \sqrt[3]{Re}, \quad (21)$$

- для турбулентного режима движения газа ($Re > 4000$) безразмерный коэффициент гидравлического трения для гидравлически гладкой стенки при $Re \left(\frac{k}{d}\right) < 23$, определяется при $4000 > Re > 100000$ по формуле Блазиуса (22) и при $Re > 100000$ формуле Альтшуля (23)

$$\lambda = \frac{0,3165}{Re^{0,25}}, \quad (22)$$

$$\lambda = \frac{1}{(1,82 \lg Re - 1,64)^2}, \quad (23)$$

- для турбулентного режима движения газа ($Re > 4000$) для гидравлически шероховатой стенки при $Re \left(\frac{k}{d}\right) > 23$ по формуле Альтшуля

$$\lambda = 0,11 \left(\frac{k}{d} + \frac{68}{Re} \right)^{0,25}. \quad (24)$$

Основной целью гидравлического расчета закольцованной части газовой сети является определение давления газа в узловых точках, которое должно быть больше разности начального давления газа после ГРП и допустимых потерь давления характерных для газовой сети. Для того чтобы определить давление газа в узловых точках необходимо провести увязку колец газовой сети. Для кольцевых газовых сетей приемлемо при увязке колец использовать уравнение, аналогичное второму закону Кирхгофа для электрических сетей: алгебраическая сумма всех перепадов давлений в замкнутом контуре равна нулю при условии, если в этом контуре нет нагнетателей, т.е. $\sum \Delta P_{\text{ПО КОЛЬЦУ}} = 0$.

Для того чтобы определить, увязаны ли все кольца газовой сети с

допустимой погрешностью не влияющей на давление газа в узловых точках, для каждого кольца определяется относительная ошибка по формуле

$$\Delta = \frac{\sum \Delta P}{0,5 / \sum \Delta P} 100\%, \quad (25)$$

где Δ - относительная ошибка, %;

$\sum \Delta P$ - суммарные потери давления всех участков кольца, Па;

$/ \sum \Delta P /$ - суммарные потери давления всех участков кольца по модулю, Па.

Потери давления на участке газовой сети складываются из потерь давления на преодоление сил трения и потерь давления в местных сопротивлениях. Для сетей низкого давления потери давления на преодоление сил трения описываются формулой (17), потери давления в местных сопротивлениях в распределительных газопроводах большой протяженности принимают равными 10 % от последних независимо от материала труб. Таким образом, общие потери давления на отдельно взятом участке газовой сети можно охарактеризовать формулой

$$\Delta P = 1,1 \cdot 626,1 \cdot \lambda \frac{Q_p^2}{d^5} \rho l, \text{ Па}, \quad (26)$$

где ΔP - потери давления на рассматриваемом участке, Па;

Q_p - расчетный расход газа на участке, м³/ч;

λ - безразмерный коэффициент гидравлического трения, определяется по одной из формул (20-24) в зависимости от режима течения газа и шероховатости внутренней поверхности труб;

d - внутренний диаметр газопровода, см;

ρ - плотность газа при нормальных условиях, кг/м³;

l - длина участка газопровода, м.

Для того чтобы добиться увязки колец газовой сети с относительной ошибкой менее 1% потребуется несколько приближений с учетом откорректированного расхода на каждом участке.

Чтобы определить откорректированного расхода газа на каждом участке, необходимо знать поправочный круговой расход в кольце. Для этого необходимо вычислить величину зависимости потерь давления и расхода на

участках - $\Delta P/Q_P$, где ΔP - потери давления на участке, Па; Q_P – расчетный расход газа на участке, м³/ч.

Первый поправочный круговой расход рассчитывается по формуле

$$\Delta Q_{K_i}^1 = -\frac{\sum \Delta P}{1,75 \sum \frac{\Delta P}{Q_P}}, \text{ м}^3/\text{ч}, \quad (27)$$

где ΔQ_K^1 - первый поправочный круговой расход в рассматриваемом кольце, м³/ч;

$\sum \Delta P$ - потери давления в кольце, Па;

$\sum \frac{\Delta P}{Q_P}$ - зависимость потерь давления и расхода в кольце.

Поправочные круговые расходы для колец сети определяются с учетом рассчитанного поправочного расхода предыдущих колец. Для первого кольца поправочный круговой расход определяется по формуле

$$\Delta Q_{K_1} = \Delta Q_{K_1}^1 + \frac{\sum((\Delta P/Q_P)_n \Delta Q_{K_n}^1)}{\sum(\Delta P/Q_P)_1}, \text{ м}^3/\text{ч}, \quad (28)$$

где ΔQ_K - поправочный круговой расход первого по ходу расчета кольца, м³/ч;

$\Delta Q_{K_1}^1$ - первый поправочный круговой расход первого кольца, м³/ч;

$(\Delta P/Q_P)_n$ - зависимость потерь давления и расхода на участках соседнего кольца, попадающих в контур расчетного кольца;

$\Delta Q_{K_n}^1$ - первый поправочный круговой расход в n -м кольце, м³/ч;

$\sum(\Delta P/Q_P)_1$ - зависимость потерь давления и расхода в первом кольце.

При определении величины $\sum((\Delta P/Q_P)_n \Delta Q_{K_n}^1)$ учитываются все участки соседних колец, попадающих в контур расчетного кольца.

Поправочные круговые расходы для последующих колец сети определяются по формуле

$$\Delta Q_{K_i} = \Delta Q_{K_i}^1 + \frac{\sum((\Delta P/Q_P)_n \Delta Q_{K_n})}{\sum(\Delta P/Q)_i} + \frac{\sum((\Delta P/Q_P)_n \Delta Q_{K_n}^1)}{\sum(\Delta P/Q)_i}, \text{ м}^3/\text{ч}, \quad (29)$$

где ΔQ_{K_i} - поправочные круговые расходы последующих по ходу расчета колец, м³/ч;

$\Delta Q_{K_i}^1$ - первый поправочный круговой расход рассчитываемого кольца, м³/ч;

$(\Delta P/Q_P)_n$ - зависимость потерь давления и расхода на участках соседнего кольца, попадающих в контур расчетного кольца;

ΔQ_{K_n} - поправочный круговой расход в n -м кольце, м³/ч;

$\Delta Q_{K_n}^1$ - первый поправочный круговой расход в n -м кольце, м³/ч, используется в расчетах, если не определен поправочный круговой расход в данном кольце;

$\Sigma(\Delta P/Q_P)_i$ - зависимость потерь давления и расхода в рассчитываемом кольце.

Определив поправочный круговой расход, выполняют дальнейший расчет (первое и последующие приближения), при этом расчетный расход газа с учетом поправочного расхода определяется по формуле

$$Q_P^{\text{II}} = Q_P + Q_{\text{УЧ}}, \text{ м}^3/\text{ч}, \quad (30)$$

где Q_P^{II} - расчетный расход газа на участке кольца с учетом поправочного расхода, м³/ч;

Q_P - расчетный расход газа на участке кольца, м³/ч;

$Q_{\text{УЧ}}$ - поправочный круговой расход на участке кольца, м³/ч.

Поправочный круговой расход на участке кольца определяется по формуле

$$Q_{\text{УЧ}} = Q_{K_i} - Q_{K_n}, \text{ м}^3/\text{ч}, \quad (31)$$

где $Q_{\text{УЧ}}$ - поправочный круговой расход на участке кольца, м³/ч;

Q_{K_i} - поправочный круговой расход в рассчитываемом кольце, м³/ч;

Q_{K_n} - поправочный круговой расход в соседнем кольце, м³/ч, для участков, обслуживающих одно кольцо $Q_{K_n} = 0$.

Потери давления на участках газовой сети зависят от протяженности участка его диаметра и расхода газа, а так же от физических свойств газа.

Из условий экономичности газовой сети расчетный внутренний диаметр участков газопровода определяется по формуле

$$d_P = \sqrt[n]{\frac{AB\rho Q_P^m}{\Delta P_{\text{УД}}}}, \text{ см}, \quad (32)$$

где d_P - расчетный внутренний диаметр участка, см;

A - коэффициент, зависящий от категории сети, для низкого давления $A=626$;

B, n, m - коэффициенты, зависящие от материала газопровода, для стальных труб $B=0,022, n=5, m=2$, для полиэтиленовых труб $B=0,0446, n=4,75, m=1,75$;

Q_p - расчетный расход газа на участке, м³/ч;

$\Delta P_{уд}$ - удельные потери давления на трение, Па/м – для сетей низкого давления.

Удельные потери давления на трение определяется по формуле

$$\Delta P_{уд} = \frac{\Delta P_{доп}}{1,1L}, \text{ Па/м}, \quad (33)$$

где $\Delta P_{уд}$ - удельные потери давления на трение, Па/м;

$\Delta P_{доп}$ - допустимые потери давления, Па;

L - расстояние от ГРП до самой удаленной точки, м.

Из условий надежности газовой сети кольца проектируются из газопроводов одного диаметра, осредненный ориентировочный диаметр участков кольца газовой сети определяется по формуле

$$d_K = k \cdot \frac{\sum (d_p \cdot l)_{уч}}{\sum l_{уч}}, \text{ см}, \quad (34)$$

где d_K - расчетный внутренний диаметр рассматриваемого кольца, см;

k - коэффициент, учитывающий увеличение материальной характеристики кольца с постоянным диаметром, в общем случае $k = 1,1$;

d_p - расчетный внутренний диаметр участка, см;

l - длина участка, м.

Ориентировочный внутренний диаметр газопровода кольца газовой сети принимается из стандартного ряда внутренних диаметров трубопроводов - ближайший больший.

Газ в сеть низкого давления поступает из сетевых газорегуляторных пунктов, газ после выхода из газорегуляторного пункта начинает постепенно разбираться потребителями и его расход постепенно уменьшается по пути движения. Для определения расхода газа по пути его движения схему

распределительной сети низкого давления необходимо разбить на участки и указать предварительное распределение потоков газа по сети. При этом для узловых точек газовой сети приемлемо использовать уравнение, аналогичное первому закону Кирхгофа для электрических сетей: алгебраическая сумма всех потоков газа сходящихся в узле включая узловые расходы газа равна нулю. Потокам, подходящим к узлу, присваивается знак плюс, а выходящим – минус, другими словами, сколько газа входит в узловую точку столько и должно из нее выходить. То есть при выборе схемы потокораспределения для тройников (крестовин) распределительной газовой сети входящий или выходящий поток ни на одном участке, примыкающем к тройнику (крестовине), не может быть равен нулю.

В схеме подачи газа не указаны места присоединения отдельных потребителей, поэтому при проведении расчета предполагают равномерное присоединение потребителей по длине участков газовой сети, тем самым предполагая, что газ равномерно расходуется по пути движения. Такую нагрузку называют путевой. Кроме этого согласно схеме распределения потоков по участкам проходит определенное количество газа, разбираемое на последующих участках газовой сети. Такую нагрузку называют транзитной. Тем самым расход газа, проходящий по участку, включает в себя как путевую, так и транзитную нагрузку, такой расход принято называть расчетным.

Расчетный расход газа на участке определяется по формуле

$$Q_P = Q_T + k \cdot Q_{II}, \text{ м}^3/\text{ч}, \quad (35)$$

где Q_P - расчетный расход газа на участке, $\text{м}^3/\text{ч}$;

Q_T - транзитный расход газа на участке, $\text{м}^3/\text{ч}$;

k - поправочный коэффициент к путевому расходу газа, учитывающий что в начале участка значение путевого расхода газа составляет 100% от Q_{II} , а в конце участка 0% от Q_{II} ;

Q_{II} - путевой расход газа на участке, $\text{м}^3/\text{ч}$.

Транзитный расход газа - это расход газа, проходящий по участку

газопровода, и разбираемый потребителями на последующих участках газовой сети. Путь расход газа - это расход газа, разбираемый потребителями на конкретно взятом участке газовой сети.

Путь расход для каждого участка рассчитывается по формуле

$$Q_{\Pi} = g_{уд}l, \text{ м}^3/\text{ч}, \quad (36)$$

где $g_{уд}$ - удельный путь расход газа на участке, $\text{м}^3/\text{ч}\cdot\text{м}$;

l - длина участка, м.

Удельный путь расход газа на участке равен сумме удельных расходов газа питающих контуров (секторов), которые обслуживает данный участок.

Удельный путь расход газа для питающих контуров (секторов) рассчитывается по формуле

$$g_{уд} = Q_i/l_i, \text{ м}^3/\text{ч}\cdot\text{м}, \quad (37)$$

где Q_i - расход газа в питающем контуре (секторе), $\text{м}^3/\text{ч}$;

l_i - длина рассматриваемого контура (сектора), м.

Для определения транзитного расхода газа необходимо учитывать путь движения газа, согласно схемы предварительного распределения потоков. Транзитный расход газа рассчитывается по формуле

$$Q_{T_i} = \sum(Q_{T_{i+1}} + Q_{\Pi_{i+1}}), \text{ м}^3/\text{ч}, \quad (38)$$

где Q_{T_i} - транзитный расход газа рассматриваемого участка, $\text{м}^3/\text{ч}$;

$Q_{T_{i+1}}$ - транзитный расход газа на следующем участке по ходу движения, $\text{м}^3/\text{ч}$;

$Q_{\Pi_{i+1}}$ - путь расход газа на следующем участке по ходу движения, $\text{м}^3/\text{ч}$.

При расчете транзитного расхода газа на участке необходима знать транзитный и путь расход газа на следующем участке по ходу движения газа.

Расчет удельного путь расхода газа питающих контуров (секторов) проведен по формуле (37) и сведен в таблицу 12.

Таблица 12 - Удельные путевые расходы газа для всех питающих контуров (секторов) распределительной сети

Номер контура (сектора)	Квартал		Расход газа в питающем контуре (секторе), м ³ /ч	Длина питающего контура (сектора), м	Удельный путевой расход газа питающего контура, м ³ /ч·м
	номер	расход газа, м ³ /ч			
Контур №1	13	71,9	415	2220	0,1870
	14	88,5			
	15	83			
	16	66,4			
	32	105,1			
Контур №2	17	71,9	442,7	2640	0,1677
	18	77,5			
	19	99,6			
	23	94,1			
	36	99,6			
Контур №3	20	88,5	359,7	2250	0,1599
	21	105,1			
	22	94,1			
	24	71,9			
Контур №4	33	94,1	177,1	1590	0,1114
	34	83			
Контур №5	6	94,1	171,6	1590	0,1079
	8	77,5			
Сектор №1	1	77,5	143,9	1200	0,1199
	2	66,4			
Сектор №2	3	88,5	88,5	1080	0,0820
Сектор №3	4	55,3	55,3	600	0,0922
Сектор №4	5	94,1	94,1	1200	0,0784
Сектор №5	7	83	83	480	0,1729
Сектор №6	9	66,4	132,8	900	0,1476
	10	66,4			
Сектор №7	11	77,5	188,2	1950	0,0965
	26	110,7			
Сектор №8	12	60,9	238	2100	0,1133
	28	83			
	29	94,1			
Сектор №9	25	110,7	110,7	390	0,2838
Сектор №10	27	99,6	99,6	930	0,1071
Сектор №11	30	105,1	199,2	1560	0,1277
	31	94,1			
Сектор №12	35	66,4	66,4	360	0,1845
Сектор №13	37	94,1	94,1	810	0,1161
Сектор №14	38	99,6	99,6	1290	0,0772
Сектор №15	39	88,5	88,5	1140	0,0777

Расчет путевого расхода газа в распределительных газопроводах низкого давления проведен по формуле (35) и сведен в таблицу 13.

Таблица 13 - Расчет путевого расхода газа

Номер участка	Длина участка, м	Номер контура (сектора) обслуживаемым участком	Удельный путь расход газа на участке, м ³ /ч·м	Путевой расход газа, м ³ /ч
1-2	120	Контур №1, Контур №2	0,1677	20,1
2-3	510	Контур №1, Контур №2	0,1870+0,1677=0,3547	180,9
3-4	270	Контур №1, Контур №5	0,1870+0,1079=0,2949	79,6
4-5	90	Контур №1	0,1870	16,8
5-6	420	Контур №1, Сектор №8	0,1870+0,1133=0,3003	126,1
6-7	120	Контур №1, Сектор №8	0,1133	13,6
7-8	120	Контур №1, Сектор №8	0,1870+0,1133=0,3003	36
8-9	180	Контур №1, Сектор №8	0,1870+0,1133=0,3003	54
9-10	360	Контур №1, Контур №4	0,1870+0,1114=0,2983	107,4
10-11	270	Контур №1, Контур №2	0,1870+0,1677=0,3547	95,8
1-11	120	Контур №1, Контур №2	0,1677	20,1
10-12	240	Контур №2, Сектор №13	0,1677+0,1161=0,2838	68,1
12-13	300	Контур №2, Сектор №14	0,1677+0,0772=0,2449	73,5
13-14	510	Контур №2, Контур №3	0,1677+0,1599=0,3276	167,1
14-15	330	Контур №2, Контур №3	0,1677+0,1599=0,3276	108,1
3-15	240	Контур №2, Сектор №6	0,1677+0,1476=0,3153	75,7
13-16	180	Контур №3, Сектор №14	0,1599+0,0772=0,2371	42,7
16-17	570	Контур №3	0,1599	91,1
17-18	570	Контур №3	0,1599	91,1
15-18	90	Контур №3, Сектор №6	0,1599+0,1476=0,3074	27,7
19-20	210	Контур №4	0,1114	23,4
20-21	150	Контур №4	0,1114	16,7
10-21	300	Контур №4, Сектор №13	0,1114+0,1161=0,2275	68,3
9-22	240	Контур №4, Сектор №8	0,1114+0,1133=0,2247	53,9
22-23	210	Контур №4, Сектор №11	0,1114+0,1277=0,2391	50,2
19-23	120	Контур №4, Сектор №12	0,1114+0,1845=0,2958	35,5
24-25	30	Контур №5	0,1079	3,2
25-26	240	Контур №5, Сектор №4	0,1079+0,0784=0,1863	44,7
26-27	300	Контур №5, Сектор №3	0,1079+0,0922=0,2001	60
4-27	270	Контур №5	0,1079	29,1
3-28	270	Контур №5, Сектор №6	0,1079+0,1476=0,2555	69
24-28	210	Контур №5	0,1079	22,7
29-30	600	Сектор №1	0,1199	71,9
30-31	30	Сектор №1		
33-34	600	Сектор №1	0,1199	71,9
34-35	450	Сектор №2	0,0820	36,9
35-36	150	Сектор №2	0,0820	12,3
36-37	480	Сектор №2	0,0820	39,4
26-39	300	Сектор №3, Сектор №4	0,0922+0,0784=0,1706	51,2

Продолжение таблицы 13 - Расчет путевого расхода газа

Номер участка	Длина участка, м	Номер контура (сектора) обслуживаемым участком	Удельный путь расход газа на участке, м ³ /ч·м	Путевой расход газа, м ³ /ч
39-40	180	Сектор №4	0,0784	14,1
25-31	240	Сектор №4	0,0784	18,8
31-32	240	Сектор №4	0,0784	18,8
35-38	180	Сектор №5	0,1729	31,1
28-38	300	Сектор №5, Сектор №6	0,1729+0,1476=0,3205	96,2
41-42	690	Сектор №7	0,0965	66,6
42-43	210	Сектор №7, Сектор №9	0,0965+0,2838=0,3803	79,9
43-44	150	Сектор №7, Сектор №10	0,0965+0,1071=0,2036	30,5
44-47	900	Сектор №7, Сектор №8	0,0965+0,1133=0,2098	188,8
22-44	120	Сектор №8, Сектор №11	0,1133+0,1277=0,2410	28,9
43-45	180	Сектор №9, Сектор №10	0,2838+0,1071=0,3909	70,4
45-46	210	Сектор №10	0,1071	22,5
44-48	390	Сектор №10, Сектор №11	0,1071+0,1277=0,2348	91,6
48-49	360	Сектор №11	0,1277	46
23-50	240	Сектор №11, Сектор №12	0,1277+0,1845=0,3122	74,9
50-51	240	Сектор №11	0,1277	30,6
12-52	270	Сектор №13, Сектор №14	0,1161+0,0772=0,1934	52,2
16-53	540	Сектор №14, Сектор №15	0,0772+0,0777=0,1549	83,6
16-54	150	Сектор №15	0,0777	11,7
54-55	450	Сектор №15	0,0777	35

Расчет транзитного расхода газа в распределительных газопроводах низкого давления проведен по формуле (38) и сведен в таблицу 14.

Таблица 14 - Расчет транзитного расхода газа

Номер участка	Путевой расход газа, м ³ /ч	Номер участка для определения транзитного расхода газа (котельной)	Транзитный расход газа, м ³ /ч
1-2	20,1	2-3	199,8+180,9=380,7
2-3	180,9	3-4,3-15	0,3605(79,6+172,1+75,7+226,9)=199,8
3-4	79,6	4-5,4-27	16,8+126,1+29,1=172
4-5	16,8	5-6	126,1
5-6	126,1	Нет	
6-7	13,6	Нет	
7-8	36	6-7	13,6
8-9	54	7-8	36+13,6=49,6
9-10	107,4	8-9,9-22	54+49,6+53,9+312,6=470,1
10-11	95,8	9-10,10-12	0,4965(107,4+470,1+68,1+556,8)=597
1-11	20,1	10-11	95,8+597=692,8
10-12	68,1	12-13,12-52	73,5+431,1+52,2=556,8

Продолжение таблицы 14 - Расчет транзитного расхода газа

Номер участка	Путевой расход газа, м ³ /ч	Номер участка для определения транзитного расхода газа (котельной)	Транзитный расход газа, м ³ /ч
12-13	73,5	13-14,13-16	167,1+42,7+221,4=431,1
13-14	167,1	Нет	
14-15	108,1	Нет	
3-15	75,7	14-15,15-18	108,1+27,7+91,1=226,9
13-16	42,7	16-17,16-53,16-54	91,1+83,6+11,7+35=221,4
16-17	91,1	нет	
17-18	91,1	Нет	
15-18	27,7	17-18	91,1
19-20	23,4	20-21	16,7+673,7=690,4
20-21	16,7	10-21	0,5(68,3+605,4)=673,7
10-21	68,3	9-10,10-12	0,5(107,4+470,2+68,1+556,8)=605,4
9-22	53,9	22-44	0,5(28,9+596,2)=312,6
22-23	50,2	22-44	0,5(28,9+596,2)=312,6
19-23	35,5	22-23,23-50	50,2+312,6+74,9+30,6=468,3
24-25	3,2	25-26,25-31	44,7+125,3+18,8+90,8=279,6
25-26	44,7	26-27,26-39	60+51,2+14,1=125,3
26-27	60	Нет	
4-27	29,1	Нет	
3-28	69	3-4,3-15	0,64(79,6+172,1+75,7+226,9)=354,4
24-28	22,7	3-28,28-38	69+354,4+96,2+191,6=711,2
29-30	71,9	Нет	
30-31		29-30	71,9
33-34	71,9	Нет	
34-35	36,9	33-34	71,9
35-36	12,3	36-37	39,4
36-37	39,4	нет	
26-39	51,2	39-40	14,1
39-40	14,1	Нет	
25-31	18,8	30-31,31-32	71,9+18,8=90,7
31-32	18,8	Нет	
35-38	31,1	34-35,35-36	36,9+71,9+12,3+39,4=160,5
28-38	96,2	35-38	31,1+160,5=191,6
41-42	66,6	Нет	
42-43	79,9	41-42	66,6
43-44	30,5	42-43,43-45	79,9+66,6+70,4+22,5=239,4
44-47	188,8	Нет	
22-44	28,9	44-47,43-44,44-48	188,8+30,5+239,4+91,6+46=596,3
43-45	70,4	45-46	22,5
45-46	22,5	Нет	
44-48	91,6	48-49	46
48-49	46	Нет	
23-50	74,9	50-51	30,6

Окончание таблицы 14 - Расчет транзитного расхода газа

Номер участка	Путевой расход газа, м ³ /ч	Номер участка для определения транзитного расхода газа (котельной)	Транзитный расход газа, м ³ /ч
50-51	30,6	Нет	
12-52	52,2	Нет	
16-53	83,6	Нет	
16-54	11,7	54-55	35
54-55	35	нет	

При выполнении гидравлического расчета сети низкого давления, если сеть обслуживают несколько ГРП, необходимо учитывать, чтобы давление газа в узловых точках слияния потоков газа, идущих от разных ГРП, было одинаковым. Этого можно добиться, только изменяя нагрузку на ГРП (уменьшая или увеличивая), при этом общий расход газа на сеть должен оставаться постоянным. Изменение нагрузки на ГРП влияет как на транзитный, так и на расчетный расход газа на участках.

Расчетный расход газа на участках слияния потоков газа от разных ГРП определяется по формуле

$$Q_P = Q_T + k_{II} \cdot Q_{II} + (\pm k_D Q_T), \text{ м}^3/\text{ч}, \quad (39)$$

где Q_P - расчетный расход газа на участке слияния потоков газа от разных ГРП, м³/ч;

Q_T - транзитный расход газа на участке, м³/ч;

k_{II} - поправочный коэффициент к путевому расходу газа, учитывающий что в начале участка значение путевого расхода газа составляет 100% от Q_{II} , а в конце участка 0% от Q_{II} ;

Q_{II} - путевой расход газа на участке, м³/ч.

k_D - поправочный коэффициент к транзитному расходу газа, для увязки давлений газа в узловых точках, определяется путем математического (компьютерного) моделирования работы газовой сети низкого давления.

Согласно схеме распределения потоков газа, приведенной в приложении А, мною разработана компьютерная математическая модель работы газовой сети.

На основании этой модели произведен расчет расчетного расхода газа в распределительных газопроводах низкого давления, расчет сведен в таблицу 15.

Таблица 15 - Определение расчетного расхода газа

Номер участка	Путевой расход газа, м ³ /ч	k_{II}	Транзитный расход газа, м ³ /ч	Q , м ³ /ч	Расчетный расход газа, м ³ /ч
1-2	20,1	0,5	380,7		390,7
2-3	180,9	0,5	199,8		290,2
3-4	79,6	0,5	172,1		211,9
4-5	16,8	0,5	126,1		134,5
5-6	126,1	0,5			63,1
6-7	13,6	0,5			6,8
7-8	36	0,5	13,6		31,6
8-9	54	0,5	49,6		76,7
9-10	107,4	0,5	470,2		523,9
10-11	95,8	0,5	597		644,9
1-11	20,1	0,5	692,8		702,8
10-12	68,1	0,5	556,8		590,8
12-13	73,5	0,5	431,1		467,8
13-14	167,1	0,5			83,5
14-15	108,1	0,5			54
3-15	75,7	0,5	226,9		264,7
13-16	42,7	0,5	221,4		242,7
16-17	91,1	0,5			45,6
17-18	91,1	0,5			45,6
15-18	27,7	0,5	91,1		105
19-20	23,4	0,5	690,4		702,1
20-21	16,7	0,5	673,7		682,1
10-21	68,3	0,5	605,4		639,6
9-22	53,9	0,5	312,6		339,5
22-23	50,2	0,5	312,6		337,7
19-23	35,5	0,5	468,3		486,1
24-25	3,2	0,5	279,6		281,2
25-26	44,7	0,5	125,3		147,7
26-27	60	0,5			30
4-27	29,1	0,5			14,6
3-28	69	0,5	354,4		388,9
24-28	22,7	0,5	711,2		722,5
29-30	71,9	0,5			36
30-31		0,5	71,9		71,9
33-34	71,9	0,5			36
34-35	36,9	0,5	71,9		90,4
35-36	12,3	0,5	39,4		45,5
36-37	39,4	0,5			19,7
26-39	51,2	0,5	14,1		39,7
39-40	14,1	0,5			7,1
25-31	18,8	0,5	90,8		100,2

Окончание таблицы 15 - Определение расчетного расхода газа

Номер участка	Путевой расход газа, м ³ /ч	k_{II}	Транзитный расход газа, м ³ /ч	Q , м ³ /ч	Расчетный расход газа, м ³ /ч
31-32	18,8	0,5			9,4
35-38	31,1	0,5	160,5		176
28-38	96,2	0,5	191,6		239,7
41-42	66,6	0,5			33,3
42-43	79,9	0,5	66,6		106,5
43-44	30,5	0,5	239,3		254,6
44-47	188,8	0,5			94,4
22-44	28,9	0,5	596,2		610,7
43-45	70,4	0,5	22,5		57,7
45-46	22,5	0,5			11,2
44-48	91,6	0,5	46		91,8
48-49	46	0,5			23
23-50	74,9	0,5	30,6		68,1
50-51	30,6	0,5			15,3
12-52	52,2	0,5			26,1
16-53	83,6	0,5			41,8
16-54	11,7	0,5	35		40,8
54-55	35	0,5			17,5

Таблица 16 - Гидравлический расчет сети низкого давления (предварительное распределение потоков)

Номер контура (кольца)	Характеристика участков				Предварительное распределение потоков				
	номер	номер соседнего контура (кольца)	l , м	$d_n \times s$, мм	Q_P , м ³ /ч	Re	λ	ΔP , Па	$\Delta P/Q_P$
К1	1-2	К2	120	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4 (213,2)	390,7	5190,3	0,0210	49	0,1254
	2-3	К2	510	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4 (213,2)	290,2	38553	0,0226	124	0,4264
	3-4	К5	270	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4 (213,2)	211,9	28144	0,0244	38	0,1783
	4-5		90	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4 (213,2)	134,5	17870	0,0274	6	0,0423
	5-6		420	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4 (213,2)	63,1	8376	0,0331	7	0,1118
	6-7		120	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4 (213,2)	-6,8	903	0,0709	0	0,0074
	7-8		120	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4 (213,2)	-31,6	4199	0,0393	-1	0,0190
	8-9		180	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4 (213,2)	-76,7	10182	0,0315	-4	0,0554
	9-10	К4	360	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4 (213,2)	-523,9	69587	0,0195	-246	0,4687
	10-11	К2	270	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4 (213,2)	-644,9	85665	0,0185	-265	0,4109
	1-11	К2	120	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4 (213,2)	-702,8	93361	0,0181	-137	0,1948
$\Delta = \frac{-429}{0,5 \cdot 876} 100\% = -98\%$, $\sum \Delta Q_K = 120,2$ м ³ /ч								$\sum -429$	$\sum 2,0403$
								$\sum / \Delta P = 876$	
К2	1-2	К1	120	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4 (213,2)	-390,7	51903	0,0210	-49	0,1254
	2-3	К1	510	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4 (213,2)	-290,2	38553	0,0226	-124	0,4264
	1-11	К1	120	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4 (213,2)	702,8	93361	0,0181	137	0,1948
	10-11	К1	270	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4 (213,2)	644,9	85665	0,0185	265	0,4109
	10-12		240	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4 (213,2)	590,8	78483	0,0189	202	0,3420
	12-13		300	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4 (213,2)	467,8	62144	0,0200	168	0,3588
	13-14	К3	510	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4 (213,2)	83,5	11095	0,0308	14	0,1676
	14-15	К3	330	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4 (213,2)	-54	7179	0,0344	-4	0,0782
3-15		240	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4 (213,2)	-264,7	35164	0,0231	-50	0,1873	
$\Delta = \frac{559}{0,5 \cdot 1012} 100\% = 110,48\%$, $\sum \Delta Q_K = -139,5$ м ³ /ч								$\sum 559$	$\sum 2,2913$
								$\sum / \Delta P = 1012$	

Продолжение таблицы 16 - Гидравлический расчет сети низкого давления (предварительное распределение потоков)

Номер контура (кольца)	Характеристика участков				Предварительное распределение потоков				
	номер	номер соседнего контура (кольца)	l , м	$d_n \times s$, мм	Q_p , м ³ /ч	Re	λ	ΔP , Па	$\Delta P/Q_p$
К3	13-14	К2	510	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4 (213,2)	-83,5	11095	0,0308	-14	0,1676
	14-15	К2	330	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4 (213,2)	54	7179	0,0344	4	0,0782
	13-16		180	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4 (213,2)	242,7	32239	0,0236	32	0,1316
	16-17		570	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-160x11,8 (136,4)	45,6	9460	0,0321	45	0,9918
	17-18		570	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-160x11,8 (136,4)	-45,6	9460	0,0321	-45	0,9918
	15-18		90	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-160x11,8 (136,4)	-105	21792	0,0260	-31	0,2928
$\Delta = \frac{-9}{0,5 \cdot 171} 100\% = -10\%$, $\sum \Delta Q_K = 1,8 \text{ м}^3/\text{ч}$								$\sum -9$	$\sum 2,6537$
								$\sum / \Delta P = 171$	
К4	19-20		210	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4 (213,2)	702,1	93262	0,0181	239	0,3406
	20-21		150	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4 (213,2)	682,1	90599	0,0182	162	0,2380
	10-21		300	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4 (213,2)	639,6	84956	0,0185	290	0,4537
	9-10	К1	360	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4 (213,2)	523,9	69587	0,0195	246	0,4687
	9-22		240	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4 (213,2)	339,5	45100	0,0217	77	0,2257
	22-23		210	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4 (213,2)	-337,7	44853	0,0217	-66	0,1967
	19-23		120	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4 (213,2)	-486,1	64569	0,0198	-72	0,1477
$\Delta = \frac{-876}{0,5 \cdot 1152} 100\% = 152,01\%$, $\sum \Delta Q_K = -241,6 \text{ м}^3/\text{ч}$								$\sum 876$	$\sum 2,0711$
								$\sum / \Delta P = 1152$	

Продолжение таблицы 16 - Гидравлический расчет сети низкого давления (предварительное распределение потоков)

Номер контура (кольца)	Характеристика участков				Предварительное распределение потоков				
	номер	номер соседнего контура (кольца)	l , м	$d_n \times s$, мм	Q_p , м ³ /ч	Re	λ	ΔP , Па	$\Delta P/Q_p$
К5	24-25		30	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-160x11,8(136,4)	281,2	58392	0,0204	57	0,2044
	25-26		240	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-160x11,8(136,4)	147,7	30665	0,0239	149	1,0088
	26-27		300	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-160x11,8(136,4)	30	6233	0,0356	11	0,3817
	4-27		270	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-160x11,8(136,4)	-14,6	3024	0,0362	-2	0,1692
	3-4	К1	270	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4 (213,2)	-211,9	28144	0,0244	-38	0,1783
	3-28		270	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4 (213,2)	-388,9	51662	0,0210	-109	0,2812
	24-28		210	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4 (213,2)	-722,5	95973	0,0180	-251	0,3480
$\Delta = \frac{-183}{0,5 \cdot 619} 100\% = -59,15\%$, $\sum \Delta Q_K = 40,7 \text{ м}^3/\text{ч}$								$\sum -183$	$\sum 2,5716$
								$\sum / \Delta P = 619$	

44

Определяем первый поправочный расход по формуле (28):

$$\text{-кольцо } 1 \Delta Q_K^1 = -\frac{-429}{1,75 \cdot 2,0403} = 120,2 \text{ м}^3/\text{ч}$$

$$\text{-кольцо } 2 \Delta Q_K^1 = -\frac{559}{1,75 \cdot 2,2913} = -139,5 \text{ м}^3/\text{ч}$$

$$\text{-кольцо } 3 \Delta Q_K^1 = -\frac{-9}{1,75 \cdot 2,6537} = 1,8 \text{ м}^3/\text{ч}$$

$$\text{-кольцо } 4 \Delta Q_K^1 = -\frac{876}{1,75 \cdot 2,0711} = -241,6 \text{ м}^3/\text{ч}$$

$$\text{-кольцо } 5 \Delta Q_K^1 = -\frac{-183}{1,75 \cdot 2,5716} = 40,7 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Определяем поправочный круговой расход по формуле (29):

$$\text{-кольцо 1 } \Delta Q_K = 120,2 + \frac{((0,1254+0,4264+0,4109+0,1948) \cdot (-139,5) + 0,4687 \cdot (-241,6) + 0,1783 \cdot 40,7))}{2,0403} = -10,9 \text{ м}^3/\text{ч}$$

$$\text{-кольцо 2 } \Delta Q_K = -139,5 + \frac{((0,1254+0,4264+0,1948+0,4109) \cdot (-10,9) + (0,1676+0,0782) \cdot (-533,4))}{2,2913} = -144,8 \text{ м}^3/\text{ч}$$

$$\text{-кольцо 3 } \Delta Q_K = 1,8 + \frac{((0,1676+0,0782) \cdot (-144,8) \cdot 39,9)}{2,6537} = -533,4 \text{ м}^3/\text{ч}$$

$$\text{-кольцо 4 } \Delta Q_K = -241,6 + \frac{0,4687 \cdot (-10,9)}{2,0711} = -244 \text{ м}^3/\text{ч}$$

$$\text{-кольцо 5 } \Delta Q_K = 40,7 + \frac{0,01783 \cdot (-10,9)}{2,5716} = 39,9 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Аналогично проводим расчеты при последующих приближениях и определяем поправочный расход для каждого кольца в каждом потреблении. Результаты расчета сведены в таблицу 17.

45 На основании пяти приближений определены поправочные расходы, которые занесены в представленную таблицу и используются в окончательных расчетах.

Таблица 17 – Свод поправочных расходов

Наименование показателя	Предвар.	Первое приближ.	Второе приближ.	Третье приближ.	Четвертое приближ.	Пятое приближ.	Шестое приближ.	Седьмое приближ.	Восьмое приближ.	Итого	
				Кольцо 1							
Ошибка в кольце, %	-98	-2,59	-40,36	-15,84	-8,58	-5,03	-1,84	-0,70	-0,27		
Гидравлическая увязка кольца, м ³ /ч	120,16	2,79	44,14	17,33	9,25	5,38	1,96	0,75	0,29		
Поправочный круговой расход в кольце, м ³ /ч	-10,9	-58,03	17,76	15,35	9,98	5,45	1,97	0,75	0,29	-17,4	

Продолжение таблицы 17 – Свод поправочных расходов

Наименование показателя	Предвар.	Первое приближ.	Второе приближ.	Третье приближ.	Четвертое приближ.	Пятое приближ	Шестое приближ	Седьмое приближ	Восьмое приближ	Итого
Кольцо 2										
Ошибка в кольце, %	110,48	68,46	34,77	2,51	-0,98	-0,1	-0,02	0	0	
Гидравлическая увязка кольца, м ³ /ч	-139,46	-86,03	-40,34	-2,98	1,12	0,11	0,02	0	0	
Поправочный круговой расход в кольце, м ³ /ч	-144,77	-15,16	-14,79	10,51	8,97	2,88	1,08	0,41	0,16	-150,7
Кольцо 3										
Ошибка в кольце, %	-10	-200	-199,93	-168,64	-75,71	2,08	0	-0,55	-0,22	
Гидравлическая увязка кольца, м ³ /ч	1,84	305,8	134,08	57,34	19,46	-0,45	0,26	0,12	0,05	
Поправочный круговой расход в кольце, м ³ /ч	-533,44	310,86	133,62	57,67	19,94	-0,36	0,27	0,12	0,05	-11,3

Окончание таблицы 17 – Свод поправочных расходов

Наименование показателя	Предвар.	Первое приближ.	Второе приближ.	Третье приближ.	Четвертое приближ.	Пятое приближ	Шестое приближ	Седьмое приближ	Восьмое приближ	Итого
			Кольцо 4							
Ошибка в кольце, %	-152,01	24,94	0,19	0,05	0,04	0,02	0,01	0	0	
Гидравлическая увязка кольца, м ³ /ч	-241,58	-32,02	-0,25	-0,07	-0,05	-0,02	-0,01	0	0	
Поправочный круговой расход в кольце, м ³ /ч	-244,05	-42,82	3,29	2,9	1,82	0,98	0,35	0,13	0	-277,4
			Кольцо 5							
Ошибка в кольце, %	-59,15	4,46	-0,34	-0,05	-0,04	-0,02	0	0	0	
Гидравлическая увязка кольца, м ³ /ч	40,68	-2,78	0,21	0,03	0,02	0,01	0	0	0	
Поправочный круговой расход в кольце, м ³ /ч	39,92	-5,42	0,84	0,63	0,45	0,25	0,09	0,03	0,01	36,8

47

Давление газа в узловых точках определяется по формуле

$$P = P_i - \sum / \Delta P_{у\check{c}} / , \text{ кПа}, \quad (40)$$

где P - давление газа в рассматриваемой точке, кПа;

P_i - давление газа в предыдущей узловой точке по ходу движения газа, кПа;

$\Delta P_{yч}$ / - потери давления газа на участках газовой сети от предыдущей узловой точки до рассматриваемой, при условии, что газ движется в одном направлении, кПа.

Таблица 18 - Гидравлический расчет сети низкого давления (окончательное распределение потоков)

Номер контура (кольца)	Характеристика участков				Q_P , м ³ /ч	Окончательное распределение потоков					
	номер	номер соседнего контура (кольца)	l , м	$d_n \times s$, мм		$\Delta Q_{yч}$, м ³ /ч	Q_P^II , м ³ /ч	Re	λ	ΔP , Па	$\Delta P/Q_P$
К1	1-2	К2	120	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4 (213,2)	390,7	133,3	524,1	69612	0,0195	82	0,1563
	2-3	К2	510	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4 (213,2)	290,2	133,3	423,6	56263	0,0205	240	0,5662
	3-4	К5	270	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4 (213,2)	211,9	-54,2	157,7	20945	0,0263	23	0,1429
	4-5		90	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4 (213,2)	134,5	-17,4	117,1	15561	0,0283	4	0,0381
	5-6		420	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4 (213,2)	63,1	-17,4	45,7	6067	0,0359	4	0,0877
	6-7		120	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4 (213,2)	-6,8	-17,4	-24,2	3212	0,0369	0	0,0137
	7-8		120	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4 (213,2)	-31,6	-17,4	-49	6509	0,0352	-1	0,0264
	8-9		180	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4 (213,2)	-76,7	-17,4	-94	12491	0,0299	-6	0,0646
	9-10	К5	360	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4 (213,2)	-523,9	260	-263,9	35054	0,0231	-74	0,2803
	10-11	К2	270	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4 (213,2)	-644,9	133,3	-511,6	67955	0,0196	-177	0,3453
	1-11	К2	120	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4 (213,2)	-702,8	133,3	-569,5	75652	0,0191	-95	0,1663
$\Delta = \frac{-0,4}{0,5 \cdot 706} 100\% = -0,1\%$									$\Sigma -0,4$	$\Sigma 1,8878$	
									$\Sigma / \Delta P = 706$		
К2	1-2	К1	120	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4 (213,2)	-390,7	-133,3	-524,1	69612	0,0195	-82	0,1563
	2-3	К1	510	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4 (213,2)	-290,2	-133,3	-423,6	56263	0,0205	-240	0,5662
	1-11	К1	120	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4 (213,2)	702,8	-133,3	569,5	75652	0,0191	95	0,1663
	10-11	К1	270	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4 (213,2)	644,9	-133,3	511,6	67955	0,0196	177	0,3453
	10-12		240	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4 (213,2)	590,8	-150,7	440,1	58465	0,0203	121	0,2742
	12-13		300	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4 (213,2)	467,8	-150,7	317,1	42126	0,0221	85	0,2681
	13-14	К3	510	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4 (213,2)	83,5	-139,4	-55,9	7426	0,0341	-7	0,1240
	14-15	К3	330	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4 (213,2)	-54	-139,4	-193,5	25701	0,0250	-39	0,2036

Продолжение таблицы 18 - Гидравлический расчет сети низкого давления (окончательное распределение потоков)

Номер контура (кольца)	Характеристика участков				$Q_P, \text{М}^3/\text{ч}$	Окончательное распределение потоков					
	номер	номер соседнего контура (кольца)	$l, \text{м}$	$d_n \times s, \text{мм}$		$\Delta Q_{vч}, \text{М}^3/\text{ч}$	$Q_P^{\text{II}}, \text{М}^3/\text{ч}$	Re	λ	$\Delta P, \text{Па}$	$\Delta P/Q_P$
К2	3-15		240	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4 (213,2)	-264,7	-150,7	-415,4	55183	0,0206	-109	0,2626
$\Delta = \frac{-0,0002}{0,5 \cdot 954} 100\% = -0,00003\%$										$\Sigma -0,0002$	$\Sigma 2,3666$
										$\Sigma/\Delta P = 954$	
К3	13-14	К2	510	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4 (213,2)	-83,5	139,4	55,9	7426	0,0341	7	0,1240
	14-15	К2	330	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4 (213,2)	54	139,4	193,5	25701	0,0250	39	0,2036
	13-16		180	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4 (213,2)	242,7	-11,3	231,4	30742	0,0239	29	0,1270
	16-17		570	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-160x11,8 (136,4)	45,6	-11,3	34,3	7119	0,0344	27	0,8013
	17-18		570	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-160x11,8 (136,4)	-45,6	-11,3	-56,8	11801	0,0304	-67	1,1706
	15-18		90	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-160x11,8 (136,4)	-105	-11,3	-116,2	24133	0,0254	-37	0,3161
$\Delta = \frac{-0,09}{0,5 \cdot 206} 100\% = -0,09\%$										$\Sigma -0,1$	$\Sigma 2,7426$
										$\Sigma/\Delta P = 206$	

Окончание таблицы 18 - Гидравлический расчет сети низкого давления (окончательное распределение потоков)

Номер контура (кольца)	Характеристика участков				Q_P , М ³ /ч	Окончательное распределение потоков					
	номер	номер соседнего контура (кольца)	l , м	$d_n \times s$, мм		$\Delta Q_{VЧ}$, М ³ /ч	Q_P^II , М ³ /ч	Re	λ	ΔP , Па	$\Delta P/Q_P$
К4	19-20		210	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4 (213,2)	702,1	-277,4	424,7	56420	0,0205	99	0,2336
	20-21		150	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4 (213,2)	682,1	-277,4	404,7	53757	0,0208	65	0,1609
	10-21		300	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4 (213,2)	639,6	-277,4	362,2	48115	0,0214	107	0,2962
	9-10	К1	360	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4 (213,2)	523,9	-260	263,9	35054	0,0231	74	0,2803
	9-22		240	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4 (213,2)	339,5	-277,4	62,2	8259	0,0332	4	0,0632
	22-23		210	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4 (213,2)	-337,7	-277,4	-615	81695	0,0187	-190	0,3084
	19-23		120	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4 (213,2)	-486,1	-277,4	-763,4	101411	0,0179	-160	0,2094
$\Delta = \frac{0,0005}{0,5 \cdot 699} 100\% = 0,0001\%$										$\Sigma 0,005$	$\Sigma 1,5520$
										$\Sigma / \Delta P = 699$	
К5	24-25		30	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-160x11,8 (136,4)	281,2	36,8	318,1	66036	0,0197	71	0,2242
	25-26		240	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-160x11,8 (136,4)	147,7	36,8	184,5	38308	0,0226	220	1,1920
	26-27		300	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-160x11,8 (136,4)	30	36,8	66,8	13876	0,0292	46	0,6957
	4-27		270	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-160x11,8 (136,4)	-14,6	36,8	22,2	4619	0,0384	6	0,2744
	3-4	К1	270	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4 (213,2)	-211,9	54,2	-157,7	20945	0,0263	-23	0,1429
	3-28		270	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4 (213,2)	-388,9	36,8	-352,1	46772	0,0215	-92	0,2610
	24-28		210	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-250x18,4 (213,2)	-722,5	36,8	-685,7	91083	0,0182	-229	0,3346
$\Delta = \frac{-0,00004}{0,5 \cdot 688} 100\% = -0,00001\%$										$\Sigma -0,00004$	$\Sigma 3,1247$
										$\Sigma / \Delta P = 688$	

Таблица 19 - Гидравлический расчет тупиковых ответвлений

Номер участка	l , м	$d_n \times s$, мм	Q_P , м ³ /ч	Re	λ	ΔP , Па	P_H , кПа	P_K , кПа
29-30	600	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-90x6,7 (76,6)	36	13299	0,0295	487	4,450	3,963
30-31	30	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-110x8,1 (93,8)	71,9	21720	0,0261	31	4,482	4,450
33-34	600	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-110x8,1 (93,8)	36	10860	0,0310	186	4,100	3,914
34-35	450	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-125x9,2 (106,6)	90,4	24013	0,0254	382	4,482	4,100
35-36	150	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-90x6,7 (76,6)	45,5	16822	0,0278	184	4,184	4,000
36-37	480	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-90x6,7 (76,6)	19,7	7275	0,0343	136	4,000	3,865
26-39	300	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-75x5,6 (63,8)	39,7	17625	0,0275	690	4,709	4,018
39-40	180	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-50x3,7 (42,6)	7,1	4691	0,0382	137	4,018	3,881
25-31	240	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-110x8,1 (93,8)	100,2	30242	0,0240	447	4,929	4,482
31-32	240	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-50x3,7 (42,6)	9,4	6254	0,0356	303	4,482	4,179
35-38	180	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-160x11,8 (136,4)	176	36552	0,0229	152	4,336	4,184
28-38	300	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-160x11,8 (136,4)	239,7	49765	0,0212	435	4,771	4,336
41-42	690	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-110x8,1 (93,8)	33,3	10051	0,0316	187	4,098	3,911
42-43	210	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-125x9,2 (106,6)	106,5	28295	0,0244	237	4,336	4,098
43-44	150	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-180x13,3 (153,4)	254,6	46996	0,0215	138	4,474	4,336
44-47	900	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-140x10,3 (119,4)	94,4	22393	0,0259	481	4,474	3,933
22-44	120	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-225x16,6 (191,8)	610,7	90167	0,0183	177	4,651	4,474
43-45	180	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-90x6,7 (76,6)	57,7	21323	0,0262	334	4,336	4,002
45-46	210	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-63x4,7 (53,6)	11,2	5942	0,0360	122	4,002	3,880
44-48	390	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-110x8,1 (93,8)	91,8	27705	0,0245	623	4,474	3,850
48-49	360	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-125x9,2 (106,6)	23	6107	0,0358	28	4,850	3,823
23-50	240	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-90x6,7 (76,6)	68,1	25181	0,0251	596	4,840	4,244
50-51	240	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-63x4,7 (53,6)	15,3	8097	0,0334	239	4,244	4,005
12-52	270	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-63x4,7 (53,6)	26,1	13792	0,0292	682	4,608	3,926
16-53	540	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-90x6,7 (76,6)	41,8	15461	0,0284	571	4,493	3,922
16-54	150	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-75x5,6 (63,8)	40,8	18100	0,0273	362	4,493	4,132
54-55	450	ПЭ 80 ГАЗ CDR 13,6-75x5,6 (63,8)	17,5	7757	0,0337	246	4,132	3,885

Таблица 20 – Результаты гидравлического расчета кольцевой сети низкого давления

Номер участка	$Q_H, \text{ м}^3/\text{ч}$	$Q_K, \text{ м}^3/\text{ч}$	$P_H, \text{ кПа}$	$P_K, \text{ кПа}$
1-2	534,1	514,0	5,000	4,918
2-3	514,0	333,1	4,918	4,678
3-4	197,5	117,9	4,678	4,656
4-5	125,6	108,7	4,656	4,651
5-6	108,7	-17,4	4,651	4,647
6-7	31,0	17,4	4,647	4,647
7-8	67,0	31,0	4,649	4,647
8-9	121,1	67,0	4,655	4,649
9-10	317,6	210,2	4,729	4,655
10-11	559,5	463,7	4,905	4,729
1-11	579,6	559,5	5,000	4,905
10-12	474,2	406,1	4,729	4,608
12-13	353,9	280,1	4,608	4,523
13-14	139,4	-27,6	4,530	4,523
14-15	247,5	139,4	4,569	4,530
3-15	453,3	377,6	4,678	4,569
13-16	252,8	210,1	4,523	4,493
16-17	79,9	-11,3	4,493	4,466
17-18	102,4	11,3	4,532	4,466
15-18	130,1	102,4	4,569	4,532
19-20	436,4	413,1	5,000	4,901
20-21	413,1	396,3	4,901	4,836
10-21	396,3	328,1	4,836	4,728
9-22	89,1	35,2	4,655	4,6507
22-23	640,1	589,9	4,840	4,6505
19-23	781,2	745,7	5,000	4,840
24-25	319,7	316,4	5,000	4,929
25-26	206,9	162,2	4,929	4,709
26-27	96,9	36,8	4,709	4,662
4-27	36,8	7,7	4,662	4,656
3-28	386,6	317,6	4,771	4,679
24-28	697,0	674,4	5,000	4,771

1.10 Гидравлический расчет сети среднего давления

Гидравлический расчет распределительной газовой сети среднего давления проведен по методике, приведенной в [15]. Целью гидравлического расчета является определение диаметра распределительного газопровода и диаметра ответвлений, чтобы к каждому из потребителей поступал требуемый расход газа. Расчетная схема распределительного газопровода среднего давления – лист 3 графической части.

Диаметры участков определяется в зависимости от газа, проходящего по участку, и перепада квадрата давления на участке, $\text{кПа}^2/\text{м}$, которое определяется по формуле

$$(p_H^2 - p_K^2)_{\text{уч}} = 1,1 \cdot 1,2687 \cdot 10^{-4} \cdot \lambda \frac{Q_{\text{уч}}^2}{d^5} \rho l_{\text{уч}}, \text{ МПа}^2, \quad (41)$$

где λ - безразмерный коэффициент гидравлического трения;

$Q_{\text{уч}}$ - расход газа на участке газовой сети, $\text{м}^3/\text{ч}$;

d - внутренний диаметр участка газопровода, см;

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

$l_{\text{уч}}$ - длина участка газопровода, м.

Расчет распределительной газовой сети среднего давления сводится к определению давления газа в конце ответвления, которое должно удовлетворять условие

$$p_{\text{к.уч}} > p_{\text{к}}, \quad (42)$$

где $p_{\text{к.уч}}$ – давление газа в конце участка, кПа ;

$p_{\text{к}}$ – давление газа для нормальной работы потребителей, минимальное конечное давление в конце участка, кПа .

Давление газа в конце ответвления, кПа , рассчитывается по формуле

$$p_{\text{к.уч}} = \sqrt{p_{\text{н.уч}}^2 - (p_H^2 - p_K^2)_{\text{уч}}}, \quad (43)$$

где $p_{\text{н.уч}}$ – давление газа в начале участка, кПа ;

$(p_H^2 - p_K^2)_{\text{уч}}$ – потери квадрата давления газа на участке, кПа^2 .

Давление газа перед ответвлением, кПа , рассчитывается по формуле

$$p_{H,уч} = \sqrt{p_H^2 - \sum \Delta P_C}, \quad (44)$$

где p_H – начальное давление газа после головного ГРП, кПа;

$\sum \Delta P_C$ – суммарные потери квадрата давления по ходу движения газа в распределительной газовой сети, кПа².

Диаметры ответвлений рассчитываются из условия наименьшего давления газа перед ответвлением. Диаметры ответвлений принимаются не менее 50 мм.

Расчет ориентировочного диаметра ответвлений производится по формуле

$$d_p^{OTB} = \sqrt[n]{\frac{AB\rho Q_{OTB}^m}{\Delta P_{уд}}}, \text{ см}, \quad (45)$$

где d_p^{OTB} – расчетный внутренний диаметр ответвления, см;

A – коэффициент, зависящий от категории сети;

B, n, m – коэффициенты, зависящие от материала газопровода, для стальных труб $B=0,022, n=5, m=2$;

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

Q_{OTB} – расход газа, проходящий по ответвлению, м³/ч;

$\Delta P_{уд}$ – удельные потери давления на трение, МПа/м – для сетей среднего давления.

Значение коэффициента A для сетей среднего давления определяется по формуле

$$A = 6,34 \cdot 10^{-5} / p_{H.OTB}, \quad (46)$$

где $p_{H.OTB}$ – начальное давление газа в ответвлении, МПа;

Удельные потери давления на трение определяется по формуле

$$\Delta P_{уд} = \frac{\Delta P_{доп}}{1,1l_{OTB}}, \text{ МПа/м}, \quad (47)$$

где $\Delta P_{уд}$ – удельные потери давления на трение в ответвлении, МПа/м;

$\Delta P_{доп}$ – допустимые потери давления в ответвлении, МПа;

l_{OTB} – длина участка ответвления, м.

Допустимые потери давления определяются по формуле

$$\Delta P_{\text{ДОП}} = p_{\text{Н.ОТВ}} - p_{\text{К}}, \text{ МПа}, \quad (48)$$

где $p_{\text{Н.ОТВ}}$ – начальное давление газа в ответвлении, МПа;

$p_{\text{К}}$ – давление газа для нормальной работы потребителя, обслуживаемого ответвлением, МПа.

В том случае если ориентировочные диаметры ответвлений получаются равными или большими чем диаметры участков кольца, первоначально принимается на участке диаметр ответвления меньше, чем диаметр кольца и определяется конечное давление газа в ответвлении.

После чего выполняется проверка по условию

$$p_{\text{К.ОТВ}} - p_{\text{К}} > 0 \quad (49)$$

где $p_{\text{К.ОТВ}}$ - конечное давление газа в ответвлении, МПа;

$p_{\text{К}}$ – давление газа для нормальной работы потребителя, обслуживаемого ответвлением, МПа.

Гидравлический расчет распределительной газовой сети среднего давления – таблица 20.

Таблица 20 - Гидравлический расчет сети среднего давления

Номер участка	Диаметр участка, $d_n \times S$, мм	Длина участка, l , м	Расход газа на участке, $Q_{уч}$, м ³ /ч	λ	Потери давления на участке, $(p_H^2 - p_K^2)$, МПа ²	Давление газа на участке	
						p_H , МПа	p_K , МПа
1-2	194x6 (182)	420	5397	0,0174	0,0122	0,280	0,257
2-3	194x6 (182)	900	4952	0,0175	0,0220	0,257	0,210
3-4	194x6 (182)	660	4434	0,0176	0,0130	0,210	0,177
4-5	194x6 (182)	180	3216	0,0178	0,0019	0,177	0,171
5-6	194x6 (182)	2400	2846	0,0179	0,0199	0,171	0,097
6-7	194x6 (182)	900	2377	0,0181	0,0053	0,097	0,065
2-8	60x5 (50)	90	444	0,0240	0,0155	0,257	0,225
3-9	68x5 (58)	120	518	0,0232	0,0130	0,210	0,177
4-10	70x5 (60)	60	1218	0,0226	0,0295	0,177	0,042
5-11	60x5 (50)	120	370	0,0242	0,0145	0,171	0,122
6-12	89x5 (79)	300	469	0,0222	0,0054	0,097	0,064
7-13	152x5 (142)	630	1114	0,0196	0,0030	0,065	0,035
7-14	140x5 (130)	450	1017	0,0199	0,0028	0,065	0,037
7-15	89x5 (79)	675	247	0,0234	0,0036	0,065	0,026

1.11 Подбор газорегуляторных пунктов и газорегуляторной станции

Для снижения давления газа, поступающего в село из магистрального газопровода, проектируется головной газорегуляторный пункт.

С учетом планировки пос. Октябрьский, из условия оптимального расстояния действия ГРП, в поселке проектируются три сетевых газорегуляторных пункта.

В зависимости от величины давления газа на вводе в ГРП их разделяют на ГРП среднего давления с давлением газа до 0,3 МПа и ГРП высокого давления с давлением газа более 0,3 до 1,2 МПа избыточных.

На основании приведенных ранее расчетов данные для подбора ГРП сведены в таблицу 21.

Таблица 21 – Исходные данные для подбора ГРП

Наименование ГРП	Избыточное давление газа перед ГРП (начальное), кПа	Избыточное давление газа после ГРП (конечное), кПа	Расчетный расход газа, м ³ /ч
ГРС	500	280	5397
ГРП №1	35	5	1114
ГРП №2	42	5	1218
ГРП №3	37	5	1017

Из условий пропускной способности ГРП, избыточного давления до и после регулятора давления к установке принимаем следующие газорегуляторные пункты:

– ГРС – газорегуляторная станция с регулятором давления РДУК-2В-100/70;

– ГРП №1 – блочный газорегуляторный пункт с регулятором давления РДУК-2н-50/35;

– ГРП №2 – блочный газорегуляторный пункт с регулятором давления РДУК-2н-50/35;

– ГРП №3 – блочный газорегуляторный пункт с регулятором давления РДУК-2н-50/35;

После подбора типовых газорегуляторных пунктов необходимо определить их пропускную способность и коэффициент загрузки регулятора, расчет проведен согласно методике.

Регуляторы давления РДУК-2В-100/70, РДУК-2Н-50/35, стабильно работают с коэффициентом загрузки $K_3=10\div 80\%$, который определяется по формуле

$$K_3 = \frac{Q_p}{Q_{max}}, \quad (50)$$

где Q_p – расчетная пропускная способность регулятора, м³/ч;

Q_{max} – максимальная пропускная способность регулятора, м³/ч.

Максимальная пропускная способность регуляторов давления РДУК-2, м³/ч, определяется по формуле

$$Q1 \sqrt{\frac{1}{\rho_{Гmax}}}, \quad (51)$$

где f – площадь седла клапана регулятора давления (за вычетом площади штока), см²;

φ – коэффициент, зависящий от отношения p_2/p_1 ;

K – коэффициент расхода;

p_1 – абсолютное давление газа на входе, кПа;

p_2 – абсолютное давление газа на выходе, кПа;

$\rho_{Г}$ – плотность газа, кг/м³.

ГРС – регулятор РДУК-2В-100/70

Расчетный расход газа – 5397 м³/ч.

Избыточное давление газа до регулятора 500 кПа, абсолютное давление газа на входе 601 кПа.

Избыточное давление газа после регулятора 280 кПа, абсолютное давление газа на выходе 381,3 кПа.

Площадь седла клапана регулятора давления – 38,4 см².

Коэффициент расхода – 0,4.

Плотность газа – 0,816 кг/м³.

При $p_2/p_1=381,3/601=0,63$ $\varphi=0,5$.

Максимальная пропускная способность регулятора давления РДУК-2В-100/70 рассчитывается по формуле (51) и составляет:

$$Q = 1,595 * 38,4 * 0,5 * 0,4 * 601 \sqrt{\frac{1}{0,816}} = 8153,95 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Коэффициент регулятора давления РДУК-2В-100/70 рассчитывается по формуле (50) и составляет:

$$K_3 = \frac{5397}{8156,95} 100 = 66,19\%$$

Коэффициент регулятора давления РДУК-2В-100/70 лежит в желаемых пределах 10÷80%, регулятор будет работать стабильно. К установке принимаем газорегуляторную станцию с регулятором давления РДУК-2В-100/70

ГРП №1 – регулятор РДУК-2Н-50/35

Расчетный расход газа – 1114 м³/ч.

Избыточное давление газа до регулятора 35 кПа, абсолютное давление газа на входе 136 кПа.

Избыточное давление газа после регулятора 5 кПа, абсолютное давление газа на выходе 106,3 кПа.

Площадь седла клапана регулятора давления – 9,6 см².

Коэффициент расхода – 0,6.

Плотность газа – 0,816 кг/м³.

При $p_2/p_1=106,3/136=0,78$ $\varphi=1,5$.

Максимальная пропускная способность регулятора давления РДУК-2Н-50/35 рассчитывается по формуле (51) и составляет:

$$Q = 1,595 * 9,6 * 1,5 * 0,6 * 136 \sqrt{\frac{1}{0,816}} = 2079,41 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Коэффициент регулятора давления РДУК-2Н-50/35 рассчитывается по формуле (50) и составляет:

$$K_3 = \frac{1114}{2079,41} 100 = 53,56\%$$

Коэффициент регулятора давления РДУК-2н-50/35 лежит в желаемых пределах 10÷80%, регулятор будет работать стабильно. К установке принимаем газорегуляторный пункт с регулятором давления РДУК-2н-50/35

ГРП №2 – регулятор РДУК-25-50/35

Расчетный расход газа – 1218 м³/ч.

Избыточное давление газа до регулятора 42 кПа, абсолютное давление газа на входе 144 кПа.

Избыточное давление газа после регулятора 5 кПа, абсолютное давление газа на выходе 106,3 кПа.

Площадь седла клапана регулятора давления – 9,6 см².

Коэффициент расхода – 0,6.

Плотность газа – 0,816 кг/м³.

При $p_2/p_1=106,3/144=0,74$ $\varphi=2,5$.

Максимальная пропускная способность регулятора давления РДУК-2н-50/35 рассчитывается по формуле (51) и составляет:

$$Q = 1,595 * 9,6 * 2,5 * 0,6 * 144 \sqrt{\frac{1}{0,816}} = 3651,93 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Коэффициент регулятора давления РДУК-2н-50/35 рассчитывается по формуле (50) и составляет:

$$K_3 = \frac{1218}{3651,93} 100 = 33,34\%$$

Коэффициент регулятора давления РДУК-2н-50/35 лежит в желаемых пределах 10÷80%, регулятор будет работать стабильно. К установке принимаем газорегуляторный пункт с регулятором давления РДУК-2н-50/35

ГРП №3 – регулятор РДУК-2н-50/35

Требуемая пропускная способность ГРП – 1017 м³/ч.

Избыточное давление газа до регулятора 37 кПа, абсолютное давление газа на входе 139 кПа.

Избыточное давление газа после регулятора 5 кПа, абсолютное давление газа на выходе 106,3 кПа.

Площадь седла клапана регулятора давления – 9,6 см².

Коэффициент расхода – 0,6.

Плотность газа – 0,816 кг/м³.

При $p_2/p_1=106,3/139=0,77$ $\varphi=3,5$.

Максимальная пропускная способность регулятора давления РДУК-2н-50/35 рассчитывается по формуле (51) и составляет:

$$Q = 1,595 * 9,6 * 3,5 * 0,6 * 139 \sqrt{\frac{1}{0,816}} = 4940,48 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Коэффициент регулятора давления РДУК-2н-50/35 рассчитывается по формуле (50) и составляет:

$$K_3 = \frac{1017}{4940,48} 100 = 20,58\%$$

Коэффициент регулятора давления РДУК-2н-50/35 лежит в желаемых пределах 10÷80%, регулятор будет работать стабильно. К установке принимаем газорегуляторный пункт с регулятором давления РДУК-2н-500/35.

1.12 Расчет неравномерности потребления газа.

Все городские потребители – бытовые, коммунальные, общественные и промышленные – потребляют газ неравномерно. Потребление газа изменяется по месяцам года, дням недели, календарным дням, а также по часам суток. В зависимости от периода, в течение которого потребление принимают постоянным, различают:

- 1) сезонную неравномерность, или неравномерность по месяцам года;
- 2) суточную неравномерность, или неравномерность по дням недели, месяца или года;
- 3) часовую неравномерность, или неравномерность по часам суток или часам года. Режим расхода газа городом зависит от режима отдельных категорий потребителей и их удельного веса в общем потреблении.

Неравномерность расходования газа отдельными категориями потребителей определяется рядом факторов: климатическими условиями, укладом жизни населения, режимом работы предприятий и учреждений, характеристикой газооборудования зданий и промышленных цехов. В большинстве случаев теоретический учет влияния отдельных факторов на неравномерность потребления оказывается невозможным. Наиболее достоверный путь – это накопление и систематизация опытных данных в течение длительного периода. Только при достаточном количестве экспериментального материала можно говорить о надежных сведениях по режимам потребления.

Неравномерность потребления оказывает большое влияние на экономические показатели систем газоснабжения. Наличие пиков и провалов в потреблении газа приводит к неполному использованию мощностей газовых промыслов и пропускной способности магистральных газопроводов, что превышает себестоимость газа. Выравнивание спроса и потребления газа приводит к необходимости строительства подземных хранилищ и к созданию потребителей-регуляторов, а, следовательно, и к дополнительным вложениям в газотранспортные системы и во вторые топливные хозяйства потребителей. Эта противоречивость постановки задачи как всегда решается оптимизационным методом.

Суммарные годовые графики потребления газа городами и экономическими районами являются основой для планирования добычи газа, а также для выбора и обоснования мероприятий, обеспечивающих регулирование неравномерности потребления газа. Решение проблемы неравномерности потребления позволяет обеспечить надежность газоснабжения и повысить экономическую эффективность газоснабжающих систем.

Знание годовых графиков газопотребления имеет большое значение и для эксплуатации городских систем газоснабжения, так как позволяет правильно планировать спрос на газ по месяцам года, определять необходимую мощность городских потребителей-регуляторов, планировать проведение реконструкций

и ремонтных работ на газовых сетях и их сооружениях. Используя провалы потребления газа для отключения отдельных участков газопровода и газорегуляторных пунктов на ремонт, можно провести его без нарушения подачи газа потребителям.

Основное влияние на режим бытового потребления оказывают климатические условия. Понижение наружной температуры вызывает увеличение потребления газа. Это объясняется тем, что в зимние месяцы температура водопроводной воды значительно снижается и на ее нагрев расходуют больше теплоты.

Режим потребления газа на отопление и вентиляцию зданий зависит от климатических условий того района, где расположен город или промышленный узел. Количество потребляемого газа определяется наружной температурой. Отопительную нагрузку, Вт, рассчитывают по формуле

$$Q = C(t_g - t_n)n, \quad (52)$$

где Q – количество газа, расходуемого на отопление и вентиляцию зданий в течение периода n ;

C – постоянная величина;

t_g – внутренняя температура;

t_n – наружная температура, средняя для периода n ;

n – число часов или суток стояния температуры t_n .

Внутреннюю температуру принимают постоянной и равной 18-20°C.

Средние температуры наружного воздуха определяют по климатологическим данным, которые получены в результате многолетних наблюдений (СП 131.13330.2012). Месячные расходы в процентах от годового расхода рассчитаны по формуле и занесены в таблицу (22)

$$q_m = \frac{(t_g - t_{срм}) \cdot n_m}{(t_g - t_{срм}) \cdot n_m} \cdot 100, \quad (53)$$

где $t_{срм}$ – среднемесячные температуры,

n_m – число отопительных дней в месяце.

Таблица 22 - Расход газа по месяцам года, тыс.м³/мес

Потребитель	Месяц											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Котельная "РЖД"	314	267	218	140	48	0	0	0	44	148	217	295
Котельная "ул.Победы"	248	210	172	111	38	0	0	0	35	116	171	232
Котельная "Больницы"	165	140	115	74	25	0	0	0	23	78	114	155
Котельная "Пром.зоны ФГУ ИОУ-26"	346	294	240	155	53	0	0	0	49	163	239	325
Котельная "Жилой зоны ФГУ ИОУ-26"	298	253	207	133	46	0	0	0	42	140	206	280
КБП население	167	156	162	151	140	114	81	84	114	141	153	161
ОВ население	1752	1488	1216	782	268	0	0	0	248	824	1208	1644
Итого	3290	2809	2330	1545	617	114	81	84	555	1610	2305	3091

Городские газовые сети рассчитывают на максимальные часовые расходы газа, которые можно определить, только располагая достаточно надежными сведениями о часовых колебаниях потребления газа. Знание суточных графиков необходимо также для правильной эксплуатации газовых сетей и установок, расчета аккумулирующей емкости для выравнивания суточного графика.

2. Технология возведения инженерных сооружений

2.1 Подготовительные работы

Строительство газопроводов начинается после получения разрешения на право проведения земляных работ на территории поселка городского типа. Разрешение выдается из организации с указанием имени ответственного за производство работ. Кроме того, организация, производящая земляные работы, получает письменное уведомление на производство земляных работ от всех организаций, прокладывающих подземные коммуникации.

Для получения допуска необходимо указать срок строительства, мероприятия по благоустройству территории строительства и восстановлению дорожных покрытий.

Начальным этапом подготовительных работ является разметка, которую выполняет представитель участка подготовки производства. Разбивку трассы ведут от действующего газопровода или ГРП, от красных линий застроек. Разбивка заключается в закреплении на местности контуров трассы деревянными кольями или металлическими штырями длиной 400-500мм, диаметр 12-15мм в соответствующих точках через 100-150 метров. Вскрытие инженерных коммуникаций, пересекаемых трубопроводами, должно производиться в присутствии представителей заинтересованных организаций. При этом должны приниматься меры к предохранению вскрытых коммуникаций от повреждений. За состояние разбивки трассы несет ответственность монтажная организация.

2.2 Земляные работы

Земляные работы по рытью траншей и котлованов производятся после разбивки трассы газопроводов. Должны быть определены границы разработки

траншей или котлованов с установкой указателей о наличии на данном участке трассы подземных коммуникаций.

Рытье траншей выполняется в общем потоке с другими работами по укладке или перекладке газопровода.

Приемки для сварки неповоротных стыков, также котлованы для установки конденсатосборников и других устройств на газопроводе должны отрываться непосредственно перед выполнением этих работ.

Рытье траншей производится экскаватором с обратной лопатой. После рытья траншей следует ручная зачистка стенок и дна траншей, затем грунт отсыпают в отвал с одной стороны. Лишний грунт вывозится. Через каждые 100-150 метров устанавливают пешеходные мостики.

Трубы, запорную арматуру поставляют с ЦЗМ или заводов согласно составленных заявок по спецификациям. Трубы, арматура, сварочные и изоляционные материалы, применяемые для строительства систем газоснабжения, должны иметь сертификаты заводов-изготовителей, подтверждающие соответствие требованиям государственных стандартов или технических условий.

При погрузке, перевозке и выгрузке труб, сваренных секций газопровода, фасонных частей, монтажных узлов и запорной арматуры должна быть обеспечена их сохранность. Сбрасывание труб, секций, фасонных частей, арматуры и монтажных узлов с транспортных средств запрещается.

На оборудования должны иметься технические паспорта заводов-изготовителей и, как правило, инструкции по его монтажу и эксплуатации. Технические паспорта должны иметься также на изолированные трубы, конденсатосборники, гнутые колена и другую продукцию. Трубы на трассу поставляют с неизолированными концами для сварки на бровку траншеи. Их раскладывают по трассе по схеме ППР.

Перед сборкой под сваркой стальных труб необходимо:

- 1) очистить их внутреннюю полость от возможных засорений - (грунта, льда, снега, воды, строительного мусора, отдельных предметов и др.);

- 2) проверить геометрические размеры разделки кромок, выправить плавные вмятины на концах труб глубиной до 3.5% наружного диаметра трубы;
- 3) очистить до чистого металла кромки и прилегающие к ним внутреннюю и наружную поверхности труб.

2.3 Монтаж газопроводов

Перед монтажом и укладкой должна быть подготовлена постель под газопровод и проверен уклон дна траншеи. Газопровод плетями укладывают на петли и при помощи двух автокранов 15-20м опускают в траншею, укладывая плеть по оси. В траншеях, в местах сварки звеньев между собой, отрывают приямки для работы сварщиков. При монтаже газопровода должен быть постоянный пооперационный контроль со стороны заказчика. Сварщики на монтаже должны иметь допуск и личное клеймо.

Проводится гаммография 5% поворотных стыков и неповоротных стыков. На стыках ГРУ производится 100% просветка.

После укладки газопровода в траншею должны быть проверены: проектная глубина, уклон и прилегание газопровода ко дну траншеи на всем его протяжении; состояние защитного покрытия газопровода; фактические расстояния между газопроводом и стенками траншеи, пересекаемыми им сооружениями и их соответствие проектным расстояниям.

Если после укладки газопровода будет установлено наличие неплотного его прилегания ко дну траншей в отдельных местах, то в этих местах должна быть сделана подсыпка грунта с его послойным уплотнением и подбивкой пазух.

2.4 Испытание газопроводов

Перед испытаниями на прочность и герметичность для очистки внутренней поверхности труб от грязи, влаги применяют пневматическую

очистку. Затем производят испытание газопровода на прочность давлением 3 кгс/см² в течение 1 часа, затем давление снижают до 1 кгс/см² и выдерживают в течение суток – испытание на плотность. Под этим давлением осматривают сварные стыки и арматуру, устраняют утечки. После испытания приступают к изоляции стыков.

Изоляция предназначена защищать газопроводы от почвенной коррозии. Перед изоляцией стыки очищают до металлического блеска. Готовят грунтовку и покрывают трубы ровным слоем. Затем горячую мастику 170-180°С наносят слоем 3 мм на трубу и обертывают армирующей лентой, например бризолом. Толщина изоляции соответствует типу. Если трубы изолированы липкими полимерными лентами, то и стыки изолируют ими же.

Испытания на прочность и плотность газопровода должны производиться строительно-монтажной организацией в присутствии представителей заказчика и предприятия газового хозяйства, о чем делаются соответствующие записи в строительных паспортах объектов.

Газопроводы и газовое оборудование перед сдачей в эксплуатацию испытывают, используя пружинные и водяные V-образные манометры. Газопроводы с давлением 0.1 МПа испытывают V-образными жидкостными манометрами. Свыше 0.1 МПа – пружинными, типа ОБМ класса 1.5. Испытания производят в соответствии с ГОСТ Ш-29-76 "Правила производства и приемке работ".

2.5 Благоустройство трассы

После окончания испытаний стыки газопровода присыпают вручную и делают присыпку газопровода мягким грунтом на высоту 10 см от верха трубы. Остальная засыпка производится бульдозером с последующим уплотнением грунта тактами. Восстанавливают растительный слой.

2.6. Сдача объекта в эксплуатацию

Законченный объект сдается приемочной комиссии. В ее состав входят: заказчик, представитель генподрядчика, эксплуатирующей организации, представитель Госгортехнадзора РФ., представитель проектной организации.

Генеральный подрядчик на объект системы газоснабжения представляет приемочной комиссии в 1-ом экземпляре след. исполнительную документацию:

- комплект рабочих чертежей со всеми согласованиями и изменениями;
- сертификаты заводов изготовителей на трубы, фасонные части, сварочные и изоляционные материалы;
- технические паспорта заводов изготовителей на оборудование, покрытие, изолирующие фланцы, арматуру (свыше 100мм), инструкции заводов изготовителей по эксплуатации оборудования и приборов;
- строительный паспорт газопровода и протокола проверки качества сварных стыков и испытания газопроводов;
- акт разбивки и передачи трассы;
- акты приемки установок, скрытых и специальных работ;
- журнал учета работ.

Вся работа по монтажу газопровода должна выполняться в строгом соответствии с технологическими инструкциями и правилами безопасности в газовом хозяйстве Госгортехнадзора и СНиП 02. 04-96 "Газоснабжение".

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной бакалаврской работе рассмотрена комплексная газификация поселка Октябрьский Красноярского края, расход газа 12115,325 тыс. м³/год.

Расчеты велись на основании расчетных годовых и часовых расходов газа на бытовое и коммунально-бытовое потребление.

В процессе выполнения работы были рассчитаны объемы потребления газа; разработана двухступенчатая система газоснабжения, которая включает в себя сеть среднего давления и тупиковую сеть низкого давления; произведен гидравлический расчет сетей, все кольца увязаны с погрешностью, не превышающую 0,001%; подобрано оборудование ГРП и ГРС.

Расчеты выполнены с соблюдением норм и правил современного проектирования, учтены требования энергосберегающих мероприятий.

Принятие инженерных решений было основано на выборе оптимального варианта организации систем газоснабжения поселка в условиях существующих тенденций развития современных энергосберегающих технологий.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. СП 62.13330.2011 Газораспределительные системы. Актуализированная редакция СНиП 42-01-2002. – Введ. 20.05.2011. – М.: Минрегион России, 2011.
2. СП 42-101-2003. Общие положения по проектированию и строительству газораспределительных систем из металлических полиэтиленовых труб. - М.: Госстрой, 2004.
3. СП 42-102-2004. Проектирование и строительство газопроводов из металлических труб. - М.: Госстрой, 2004.
4. Ионин, А.А. Газоснабжение: учебник /А.А. Ионин. - 5-е изд., стереотип. - Санкт-Петербург; Москва; Краснодар: Лань, 2012.
5. Комина, Г. П. Гидравлический расчет и проектирование газопроводов: учебное пособие по дисциплине «Газоснабжение» для студентов специальности 270109 - теплогазоснабжение и вентиляция/ Г. П. Комина, А. О. Прошутинский; СПбГАСУ. – СПб., 2010.
6. Жила.В.А., Ушаков М.А., Брюханов О.Н.//Газовые сети и установки. М.:Издательский центр «Академия», 2005. 272 с.
7. Баясанов Д.Б., Ионин А.А. // Распределительные системы газоснабжения. М.: Стройиздат, 1989. 439 с.
8. Колосов А.И. Моделирование потокораспределения на этапе развития структуры городских систем газоснабжения/ А.И. Колосов, М.Я. Панов, В.Г. Стогней/ Вестник ВГТУ. 2013. №3-1. с. 56-62.
9. Авласевич А.И. Гидравлический расчет внутренних газопроводов из медных труб/ А.И.Авласевич, И.Б. Оленев// Фундаментальные исследования. 2017. №9 (Ч.1). с.9-13
10. Стаскевич Н.Л., Северинец Г.Н., Вигдорчик Д.Я. // Справочник по газоснабжению и использованию газа. Л.: Недра, 1990. 762 с.
11. Ионин А.А., Жила В.А., Артихович В.В., Пшоник М.Г. // Газоснабжение. М.: Изд-во АСИ, 2013. 472 с.

12. СП 131.13330.2012 Строительная климатология. Актуализированная редакция СНиП 23-01-1999. – Введ. 01.01.2013. – М.: Минрегион России, 2013. - 67 с.

13. Газопроводы и арматура систем газоснабжения: методические указания к курсовой работе для студентов специальности 290700 – «Теплогазоснабжение и вентиляция». Красноярск: Сибирский федеральный ун-т; Ин-т архитектуры и стр-ва, 2007, 40с.

14. Газоснабжение. Гидравлический расчет распределительных газовых сетей низкого давления: учеб.-метод. пособие [для студентов напр. подг. 08.03.01 «Строительство» спец. 08.03.01.00.05 «Теплогазоснабжение и вентиляция»]/Сиб. федер. ун-т, Инж.-строит. ин-т ; сост.: И. Б. Оленев, А.И. Авласевич. - 2019

15. Газоснабжение. Гидравлический расчет газовой сети среднего давления: учеб.-метод. пособие [для студентов напр. подг. 08.03.01 «Строительство» спец. 08.03.01.00.05 «Теплогазоснабжение и вентиляция»]/Сиб. федер. ун-т, Инж.-строит. ин-т ; сост.: И. Б. Оленев, А.И. Авласевич. - 2019

16. Газоснабжение. Расчет потребления природного газа: учеб.-метод. пособие [для студентов напр. подг. 08.03.01 «Строительство» спец. 08.03.01.00.05 «Теплогазоснабжение и вентиляция»]/Сиб. федер. ун-т, Инж.-строит. ин-т ; сост.: И. Б. Оленев, А.И. Авласевич. - 2019

17. Технологические процессы в строительстве: методические указания к курсовой работе для студентов специальности 290700 – «Теплогазоснабжение и вентиляция». Красноярск: Сибирский федеральный ун-т; 2013, 33с.

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Инженерно-строительный
институт

Инженерные системы зданий и сооружений
кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой


А.И. Матюшенко
подпись инициалы, фамилия

« 30 » 06 2020г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

08.03.01 «Строительство»

код и наименование направления

Газоснабжение жилой зоны пос. Октябрьский
тема

Руководитель


подпись, дата

доцент, к.т.н
должность, ученая степень

И.Б.Оленев
инициалы, фамилия

Выпускник


подпись, дата

А.Р.Мелконян
инициалы, фамилия

Нормоконтролер


подпись, дата

И.Б.Оленев
инициалы, фамилия

Красноярск 2020