

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

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2019г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

08.03.01 «Строительство»

код и наименование направления

Газоснабжения жилой зоны рабочего поселка с населением 4000  
жителей

тема

Руководитель

\_\_\_\_\_

подпись, дата

доцент, к.т.н

должность, ученая степень

И.Б.Оленёв

инициалы, фамилия

Выпускник

\_\_\_\_\_

подпись, дата

А.А. Бошатаев

инициалы, фамилия

Нормоконтролер

\_\_\_\_\_

подпись, дата

И.Б.Олёнев

инициалы, фамилия

Красноярск 2019

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	5
1 Газоснабжение .....	6
1.1 Общие сведения о газификации города.....	6
1.2 Расчет низшей теплоты сгорания и плотности используемого газа .....	8
1.3 Расчет потребления природного газа населением .....	11
1.4 Расчет потребления газа котельными села.....	20
1.5 Принципиальная схема газоснабжения населенного пункта.....	22
1.6 Выбор оптимального количества сетевых ГРП.....	23
1.7 Трассировка газовых сетей в селе.....	23
1.8 Гидравлический расчет распределительных сетей низкого давления...24	
1.9 Распределительные сети среднего давления .....	54
1.10 Гидравлический расчет сетей среднего давления.....	54
1.11 Подбор газорегуляторных пунктов и газорегуляторных установок.....	56
1.12 Расчет неравномерности потребления газа.....	62
2. Монтаж газопровода среднего давления из стальных труб для газоснабжения.....	67
Заключение.....	75
Список использованных источников.....	76
ПРИЛОЖЕНИЕ А. Расчетная схема потокораспределения сети низкого давления.....	77

## ВВЕДЕНИЕ

Газоснабжение оказывает существенное влияние на бытовые условия жизни населения. Актуальность данной отрасли очевидна. Централизованное газоснабжение полностью освобождает население от забот по обеспечению топливом, значительно сокращается время приготовления пищи, повышается культура быта, имеет место материальные выгоды, то есть создаются благоприятные условия для жизнедеятельности людей.

В данной бакалаврской работе представлены материалы по газификации жилой зоны рабочего поселка, Красноярского края, численность составляет 4000 человек. Газоснабжение города предполагаем осуществить природным газом.

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

ВКР выполнен в соответствии с СП 62.13330.2011 Газораспределительные системы. Актуализированная редакция СНиП 42-01-2002. Благодаря техническим решениям, представленным в работе, газификация рабочего поселка может вестись на современном технологическом уровне, решая задачи газоснабжения населения

# 1 Газоснабжение

## 1.1 Общие сведения о газификации села

Рабочий поселок расположен в городе Красноярск Красноярского края. Численность населения 4000 человек.

В поселке находятся котельные: Центральная котельная №1, Котельная администрации №2, Котельная больницы

Газифицировать Рабочий поселок предполагается природным газом следующего состава горючих компонентов: метан – 94%, этан – 1,5%; пропан – 0,8%, бутан – 0,5%, пентан – 0,2, углекислый газ – 1%, азот + редкие газы – 2%.

Метеорологические условия:

- температура внутреннего воздуха отапливаемых зданий,  $t_{ВН} = 22^{\circ}\text{C}$  [4];
- расчетная наружная для проектирования отопления,  $t_{P.O} = -37^{\circ}\text{C}$  [4];
- расчетная наружная для проектирования вентиляции,  $t_{P.B.} = -37^{\circ}\text{C}$  [4];
- средняя наружного воздуха за отопительный сезон,  $t_{CP.O} = -6,7^{\circ}\text{C}$  [4];
- продолжительность отопительного периода,  $n_0 = 233$  суток [4].

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 <sup>2</sup>	Примечание
1	250		Многоэтажная застройка (теплоснабжение от центральной котельной)
2	270		Многоэтажная застройка (теплоснабжение от центральной котельной)
3	180		Многоэтажная застройка (теплоснабжение от центральной котельной)

Окончание таблицы 1 – Исходные данные для газификации жилого сектора

Номер квартала	Число жителей (потребителей газа)	Площадь отапливаемых помещений автономной системой теплоснабжения, м <sup>2</sup>	Примечание
4	280		Многоэтажная застройка (теплоснабжение от центральной котельной)
5	230		Многоэтажная застройка (теплоснабжение от центральной котельной)
6	90		Многоэтажная застройка (теплоснабжение от центральной котельной)
7	140		Многоэтажная застройка (теплоснабжение от центральной котельной)
8	180		Многоэтажная застройка (теплоснабжение от центральной котельной)
9	250		Многоэтажная застройка (теплоснабжение от центральной котельной)
10	280		Многоэтажная застройка (теплоснабжение от центральной котельной)
11	100	1800	
12	100	1800	
13	120	2160	
14	90	1620	
15	130	2340	
16	120	2160	
17	110	1980	
18	90	1620	
19	70	1260	
20	80	1440	
21	80	1440	
22	70	1260	
23	90	1620	
24	120	2160	
25	100	1800	
26	80	1440	
27	110	1980	
28	120	2160	
29	70	1260	
	Всего	4000	

Таблица 2 – Исходные данные для расчета потребления природного газа котельными

Абонент	Наименование абонента	Вырабатываемая тепловая мощность	
		Гкал/ч	Гкал/год
1	Центральная котельная №1	8.0	3000
2	Котельная администрации №2	0.5	1800
3	Котельная больницы	1.2	4400
4	Хлебопекарня		

## 1.2 Расчет низшей теплоты сгорания и плотности используемого газа

Для расчета потребления газа необходимо знать низшую теплоту сгорания сухого газа, кДж/м<sup>3</sup>, а для проведения гидравлических расчетов плотность газа, кг/м<sup>3</sup>, и его кинематическую вязкость, м<sup>2</sup>/с.

Низшая теплота сгорания газа, кДж/м<sup>3</sup>, 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/м<sup>3</sup>, принимается по таблице 2.

Плотность газа, кг/м<sup>3</sup>, рассчитывается по формуле

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

где  $\delta_i$  - содержание  $i$ -го компонента в газе, % по объему;

$\rho_i$  - плотность сгорания  $i$ -го компонента газа, кг/м<sup>3</sup>, принимается по таблице 2.

Кинематическая вязкость газа, м<sup>2</sup>/с, определяется по формуле

$$\nu_{\Gamma} = \mu_{\Gamma} / \rho_{\Gamma}, \quad (3)$$

где  $\mu_{\Gamma}$  - динамическая вязкость газа, Па·с;

$\rho_{\Gamma}$  - плотность газовой смеси, кг/м<sup>3</sup>, рассчитывается по формуле (2).

Динамическая вязкость газа, Па·с, определяется по формуле

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

где  $\delta_i$  - содержание  $i$ -го компонента в газе, % по объему;

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

Согласно исходным данным природный газ без учета  $CH_4$  включает следующие компоненты:  $C_2H_6=1,5\%$ ,  $C_3H_8=0,8\%$ ,  $C_4H_{10}=0,5\%$ ,  $C_5H_{12}=0,2\%$ ,  $N_2=2\%$ ,  $CO_2=1,0\%$ . Количество метана, содержащегося в газе, составляет 94%.

Низшая теплота сгорания природного газа составляет

$$Q_H^P = \frac{94 \cdot 35840 + 1,5 \cdot 1,3566 + 0,8 \cdot 2,019 + 0,5 \cdot 2,703}{100} +$$

$$+ \frac{0,2 \cdot 3,221 + 2 \cdot 1,2505 + 1 \cdot 1,9768}{100} = 36300 \text{ кДж/м}^3$$

Плотность природного газа составляет

$$\rho_{\Gamma} = \frac{94 \cdot 0,7168 + 1,5 \cdot 1,3566 + 0,8 \cdot 2,019 + 0,5 \cdot 2,703}{100} +$$

$$+ \frac{0,2 \cdot 3,221 + 2 \cdot 1,2505 + 1 \cdot 1,9768}{100} = 0,775 \text{ кг/м}^3$$

Динамическая вязкость природного газа составляет

$$\mu_{\Gamma} = \frac{94 \cdot 101 \cdot 10^{-7} + 1,5 \cdot 86 \cdot 10^{-7} + 0,8 \cdot 75 \cdot 10^{-7}}{100} +$$

$$+ \frac{0,5 \cdot 68 \cdot 10^{-7} + 0,2 \cdot 2830 \cdot 10^{-7} + 2 \cdot 165 \cdot 10^{-7} + 1 \cdot 137 \cdot 10^{-7}}{100} =$$

$$= 0,0000108 \text{ Па} \cdot \text{с}$$

Кинематическая вязкость природного газа составляет  $\nu_{\Gamma} = 0,0000107 / 0,770 = 0,0000139 \text{ м}^2/\text{с}$ .



### 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, потребляемый жилыми зданиями, тыс. м<sup>3</sup>/год, определяется по формуле

$$Q_{год} = N \cdot \frac{\delta \cdot Q}{100 \cdot Q_H^p} \cdot 10^{-6}, \quad (5)$$

где  $N$  – количество потребителей, чел;

$\delta$  – потребление газа в жилых квартирах, %;

$Q$  – норма расхода газа на данный вид коммунальных услуг, кДж [3, приложение 5];

$Q_H^p$  – низшая теплота сгорания сухого газа, кДж/м<sup>3</sup>.

Годовой расход газа, млн. м<sup>3</sup>/год, на отопление и вентиляцию жилых застроек вычисляется по формуле

$$Q_{O.B.} = \left[ 24 \cdot (1 + K) \cdot \frac{t_{BH} - t_{CP.O}}{t_{BH} - t_{P.O.}} + Z \cdot K_1 \cdot K \cdot \frac{t_{BH} - t_{CP.O}}{t_{BH} - t_{P.B.}} \right] \cdot \frac{g \cdot F \cdot n_o}{\eta_0 \cdot Q_H^p} \cdot 10^{-6}, \quad (6)$$

где  $K, K_I$  – коэффициенты, учитывающие расход теплоты на отопление и вентиляцию, при отсутствии данных соответственно принимаются равным 0,25 и 0,4;

$t_{ВН}, t_{P.O}, t_{P.B}, t_{CP.O}$  – температура соответственно внутреннего воздуха отапливаемых зданий, расчетная наружная для проектирования отопления, расчетная наружная для проектирования вентиляции, средняя наружного воздуха за отопительный сезон, °С;

$Z$  – среднее число часов работы системы вентиляции общественных зданий в течение суток, при отсутствии данных принимается 16 ч,

$g$  – укрупненный показатель максимального часового расхода теплоты на отопление жилых зданий, кДж/ч на 1 м<sup>2</sup> жилой площади [3, приложение 4];

$F$  – жилая площадь отапливаемых зданий, м<sup>2</sup>;

$n_0$  – продолжительность отопительного периода, сут;

$\eta_o$  – КПД отопительной системы принимается 0,85;

$Q_H^p$  – низшая теплота сгорания сухого газа, кДж/м<sup>3</sup>.

Часовой расход газа на коммунально-бытовые нужды, м<sup>3</sup>/ч, рассчитывается по формуле

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

где  $Q_{год}$  – годовой расход газа, млн м<sup>3</sup>/год;

$m$  – число часов использования максимума, ч/год.

Для жилых домов число часов максимума зависит от числа жителей, снабжаемых газом от сети [3, приложение 4].

Часовой расход газа на отопление и вентиляцию, м<sup>3</sup>/ч рассчитывается по формуле

$$Q_{\text{ч}} = \frac{Q_{\text{год}} \cdot 10^6}{m}, \quad (8)$$

где  $Q_{\text{год}}$  – годовой расход газа на отопление, млн м<sup>3</sup>/год;

$m$  – число часов использования максимума, ч/год.

Число часов, ч/год, использования максимума на отопление и вентиляцию рассчитывается по формуле

$$m_{\text{о.в.}} = n_0 \cdot \left[ 24 \cdot (1 + K) \cdot \frac{t_{\text{вн}} - t_{\text{ср.о}}}{t_{\text{вн}} - t_{\text{р.о}}} + Z \cdot K_1 \cdot K \cdot \frac{t_{\text{вн}} - t_{\text{ср.о}}}{t_{\text{вн}} - t_{\text{р.в.}}} \right], \quad (9)$$

где  $n_0$  – продолжительность отопительного периода, сут;

$K$  и  $K_1$  – коэффициенты, учитывающие расход теплоты на отопление и вентиляцию, при отсутствии данных соответственно принимаются равными 0,25 и 0,4;

$t_{\text{вн}}$ ,  $t_{\text{р.о}}$ ,  $t_{\text{р.в.}}$ ,  $t_{\text{ср.о}}$  – температура соответственно внутреннего воздуха отапливаемых зданий, расчетная наружная для проектирования отопления, расчетная наружная для проектирования вентиляции, средняя наружного воздуха за отопительный сезон, °С;

$Z$  – среднее число часов работы системы вентиляции в течение суток, при отсутствии данных принимается 16 ч.

Расчет проведен по формуле (5) и сведен в таблицу 3. Низшая теплота сгорания сухого газа составляет  $Q_{\text{н}}^{\text{р}} = 36300$  кДж/м<sup>3</sup> – расчет раздел 1.2. Норма расхода газа на данный вид коммунальных услуг, кДж [3, приложение 5].

Таблица 3 – 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 <sup>3</sup> /год
			МДж	м <sup>3</sup>	
1	250	Приготовление пищи	4100	112,9	28,237
2	270	Приготовление пищи	4100	112,9	30,496
3	180	Приготовление пищи	4100	112,9	20,331
4	280	Приготовление пищи	4100	112,9	31,625
5	230	Приготовление пищи	4100	112,9	25,978
6	90	Приготовление пищи	4100	112,9	10,165
7	140	Приготовление пищи	4100	112,9	15,813
8	180	Приготовление пищи	4100	112,9	20,331
9	250	Приготовление пищи	4100	112,9	28,237
10	280	Приготовление пищи	4100	112,9	31,625
11	100	Приготовление пищи и горячей воды	10000	275,5	27,548
12	100	Приготовление пищи и горячей воды	10000	275,5	27,548
13	120	Приготовление пищи и горячей воды	10000	275,5	33,058
14	90	Приготовление пищи и горячей воды	10000	275,5	24,793
15	130	Приготовление пищи и горячей воды	10000	275,5	35,813
16	120	Приготовление пищи и горячей воды	10000	275,5	33,058
17	110	Приготовление пищи и горячей воды	10000	275,5	30,303
18	90	Приготовление пищи и горячей воды	10000	275,5	24,793
19	70	Приготовление пищи и горячей воды	10000	275,5	19,284
20	80	Приготовление пищи и горячей воды	10000	275,5	22,039
21	80	Приготовление пищи и горячей воды	10000	275,5	22,039

Окончание таблицы 3 – Расчет готового расхода газа на коммунально-бытовые нужды

Номер квартала	Количество потребителей	Назначение расходуемого газа	Норма расхода газа на одного потребителя		Расход газа, тыс. м <sup>3</sup> /год
			МДж	м <sup>3</sup>	
22	70	Приготовление пищи и горячей воды	10000	275,5	19,284
23	90	Приготовление пищи и горячей воды	10000	275,5	24,793
24	120	Приготовление пищи и горячей воды	10000	275,5	33,058
25	100	Приготовление пищи и горячей воды	10000	275,5	27,548
26	80	Приготовление пищи и горячей воды	10000	275,5	22,039
27	110	Приготовление пищи и горячей воды	10000	275,5	30,303
28	120	Приготовление пищи и горячей воды	10000	275,5	33,058
29	70	Приготовление пищи и горячей воды	10000	275,5	19,284

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

Номер квартала	Годовой расход газа, млн м <sup>3</sup> /год	Число часов максимума	Часовой расход газа, м <sup>3</sup> /ч
1	28,237	1800	15,7
2	30,496	1800	16,9
3	20,331	1800	11,3
4	31,625	1800	17,6
5	25,978	1800	14,4
6	10,165	1800	5,6
7	15,813	1800	8,8
8	20,331	1800	11,3
9	28,237	1800	15,7
10	31,625	1800	17,6
11	27,548	1800	15,3
12	27,548	1800	15,5
13	33,058	1800	18,4

Окончание таблица 4 – Расчет часового расхода газа на коммунально-бытовые нужды

Номер квартала	Годовой расход газа, млн м <sup>3</sup> /год	Число часов максимума	Часовой расход газа, м <sup>3</sup> /ч
14	24,793	1800	13,8
15	35,813	1800	19,9
16	33,058	1800	18,4
17	30,303	1800	16,8
18	24,793	1800	13,8
19	19,284	1800	10,7
20	24,039	1800	12,2
21	22,039	1800	12,2
22	19,284	1800	10,7
23	24,793	1800	13,8
24	33,058	1800	18,4
25	27,548	1800	15,3
26	22,039	1800	12,2
27	30,303	1800	16,8
28	33,058	1800	18,4
29	19,284	1800	10,7

Таблица 5 – Расчет годового расхода газа на нужды отопления и вентиляции

Номер квартала	Жилая площадь отапливаемых помещений частного сектора, м	Расход газа, тыс. м <sup>3</sup> /год
11	1800	149,535
12	1800	149,535
13	2160	179,442
14	1620	134,582
15	2340	194,396
16	2160	179,442
17	1980	164,489
18	1620	134,582
19	1240	104,675
20	1440	119,628
21	1440	119,628
22	1260	104,675
23	1620	134,582
24	2160	179,442
25	1800	149,535
26	1440	119,628
27	1980	164,489
28	2160	179,442
29	1260	104,675

В таблице 6 приведен расчет часового расхода газа на нужды отопления и вентиляции жилого сектора.

Таблица 6 – Расчет часового расхода газа на нужды отопления и вентиляции жилого сектора

Номер квартала	Годовой расход газа, млн м <sup>3</sup> /год	Число часов максимума	Часовой расход газа, м <sup>3</sup> /ч
11	149,525	3672	40,7
12	149,535	3672	40,7
13	179,442	3672	48,9
14	134,582	3672	36,7
15	194,396	3672	52,9
16	179,442	3672	48,9
17	164,489	3672	44,8
18	134,582	3672	36,7
19	104,675	3672	28,5
20	119,628	3672	32,6
21	119,628	3672	32,6
22	104,675	3672	28,5
23	134,582	3672	36,7
24	179,442	3672	48,9
25	149,535	3672	40,7
26	119,628	3672	32,6
27	164,489	3672	44,8
28	179,442	3672	48,9
29	104,675	3672	28,5

Таблица 7 – Расчет годового расхода газа

Номер квартала	Расход газа, тыс. м <sup>3</sup> /год		
	на коммунально-бытовые нужды	на отопление и вентиляцию	всего
1	28,237		28,237
2	30,496		30,496
3	20,331		20,331
4	31,625		31,625
5	25,978		25,978
6	10,165		10,165
7	15,813		15,813
8	20,331		20,331
9	28,237		28,237
10	31,625		31,625
11	27,548	149,535	177,083
12	27,548	149,535	177,083
13	33,058	179,442	212,500
14	24,793	134,582	159,375
15	35,813	194,396	230,209
16	33,058	179,442	212,500
17	30,303	164,489	194,792
18	24,793	134,582	159,375
19	19,284	104,675	123,959
20	22,039	119,628	141,667
21	22,039	119,628	141,667
22	19,284	104,675	123,959
23	24,793	134,582	159,375
24	33,058	179,442	212,500
25	27,548	149,535	177,083
26	22,039	119,628	141,667
27	30,303	164,489	194,792
28	33,058	179,442	212,500
29	19,284	104,675	123,959
	752,4810	2766,4020	3518,8830



Таблица 8 – Расчет часового расхода газа потребителями, расположенными в рабочего поселка

Номер квартала	Расход газа, м <sup>3</sup> /ч		
	на коммунально-бытовые нужды	на отопление и вентиляцию	всего
1	15,7		15,7
2	16,9		16,9
3	11,3		11,3
4	17,6		17,6
5	14,4		14,4
6	5,6		5,6
7	8,8		8,8
8	11,3		11,3
9	15,7		15,7
10	17,6		17,6
11	15,3	40,7	56,0
12	15,3	40,7	56,0
13	18,4	48,9	67,3
14	13,8	36,7	50,5
15	19,9	52,9	72,8
16	18,4	48,9	67,3
17	16,8	44,8	61,6
18	13,8	36,7	50,5
19	10,7	28,5	39,2
20	12,2	32,6	44,8
21	12,2	32,6	44,8
22	10,7	28,5	39,2
23	13,8	36,7	50,5
24	18,4	48,9	67,3
25	15,3	40,7	56,0
26	12,2	32,6	44,8
27	16,8	44,8	61,6
28	18,4	48,9	67,3
29	10,7	28,5	39,2
	418,0	753,6	1171,6

Часовой расход природного газа потребителями, расположенными в городе Зима составляет 1171,6 м<sup>3</sup>/ч.

#### 1.4 Расчет потребления газа котельными села.

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

Годовой расхода газа в целом по котельной, млн. м<sup>3</sup>/год, определяется по формуле

$$Q_{\text{год}} = \frac{4,187 \cdot D}{Q_H^P \cdot (\eta/100)}, \quad (11)$$

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

$Q_H^P$  – низшая теплота сгорания сухого газа, кДж/м<sup>3</sup>, [раздел 1.2].

$\eta$  – коэффициент полезного действия котла при работе на газе, %.

Требуемый часовой расход газа на котел, м<sup>3</sup>/ч, определяется по формуле

$$Q_{\text{ч}} = \frac{4187 \cdot D^{\text{ч}}}{Q_H^P \cdot (\eta/100)} \cdot 10^3, \quad (12)$$

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

$Q_H^P$  – низшая теплота сгорания сухого газа, кДж/м<sup>3</sup>, [раздел 1.2].

$\eta$  – коэффициент полезного действия котла при работе на газе, %.

Расчет потребления природного газа котельными проведен по формулам (11) и составляет

Таблица 9 – Расчет потребления природного газа котельными

Абонент	Производительность котла		КПД	расход газа , м3/ч	млн.м3/год
	Гкал/ч	Гкал/год			
Центральная котельная	8,0	30000	85	1085,6	4070,977
Котельная администрации	0,5	1800	85	67,8	244,259
Котельная больницы	1,2	4400	85	162,8	597,077
Хлебопекарня					
Всего				1316	4912,3130

Для газоснабжения котельных рабочего поселка требуется 912,3130 млн.м<sup>3</sup>/год газа

На основании расчетов в разделах 1.2 – 1.5 данные о расходах газа по видам потребления приведены в таблице 10.

Таблица 10 – Расход газа по видам потребления

Наименование абонента	Часовой расход газа , м3/ч	Расход газа тыс.м3/год
Население	1171,6	3518,883
Центральная котельная	1085,6	4070,977
Котельная администрации	67,8	244,259
Котельная Больницы	162,8	597,077
Хлебопекарня	11,7	70,386
Общий на сеть среднего давления	2499,5	8501,582
На сеть низкого давления	1183,3	

Согласно расчетам годовой расход газа потребителями рабочего поселка составляет 2499,5 тыс.м<sup>3</sup>/год, часовой расход газа составляет 8501,582 м<sup>3</sup>/ч.

### **1.5 Принципиальная схема газоснабжения населенного пункта**

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

Система среднего давления состоит из тупиковой сети, запитанной от ГРС, которая предполагается размещается на севере поселка. В селе запроектировано 2 независимые сети низкого давления.

Основная сеть низкого давления 1 состоит из 4 колец и 8 тупиковых ответвлений, присоединяется к сети среднего давления при помощи 1 ГРП.

В поселке предусматривается газоснабжение 3 котельных, которые через ГРУ запитываются от сети среднего давления

## **1.6 Выбор оптимального количества сетевых ГРП**

Для подвода газа в селе проектом предусмотрен тупиковый распределительный подземный газопровод среднего давления, к которому производится присоединение трех сетевых ГРП и четырех ГРУ.

Из условия оптимального расстояния действия ГРП, снижающего давление со среднего до низкого, 600-800 метров, в селе предусматривается проектирование трех сетевых газорегуляторных пунктов.

На территории села проектом предусматривается размещение газорегуляторных пунктов, в отопительных котельных для снижения давления газа проектом предлагается в каждой котельной установить газорегуляторную установку.

## **1.7 Трассировка газовых сетей в селе.**

На территории рабочего поселка газопроводы среднего давления прокладываются под землей, газопроводы низкого давления прокладываются подземно и надземно.

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, сооружениями принимаются проектными организациями в соответствии с действующими нормативными документами [7, 17]. 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 рабочего поселка, для газоснабжения жилой зоны проектируются подземные кольцевые сети низкого давления, тупиковые участки проектируются надземными.

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

## **1.8 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 целесообразно разработать компьютерную (математическую) 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

$$\Delta p = \Delta p_{TP} + \Delta p_{M.C.}, \text{ Па}, \quad (12)$$

где  $\Delta p_{TP}$  - потери давления на трение, Па;

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

Средняя скорость движения газа в газопроводе определяются по формуле

$$w = V/F, \text{ м/с}, \quad (13)$$

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

$V$  - объемный расход газа, м<sup>3</sup>/ч;

$F$  - площадь поперечного сечения участка газопровода, м<sup>2</sup>.

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

$$Re = \frac{w \cdot D}{\nu}, \quad (14)$$

где  $w$  - скорость потока газа, м/с;

$D$  - внутренний диаметр газопровода, м;

$\nu$  - кинематическая вязкость газа, м<sup>2</sup>/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

$$p_H - p_K = 626,1 \cdot \lambda \frac{V^2}{d^5} \rho l, \text{ Па}, \quad (15)$$

где  $p_H$  - давление в начале газопровода, Па;

$p_K$  - давление в конце газопровода, Па;

$\lambda$  - безразмерный коэффициент гидравлического трения;

$V$  - объемный расход газа, м<sup>3</sup>/ч;

$d$  - внутренний диаметр газопровода, см;

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

$l$  - длина газопровода, м.

Коэффициент гидравлического трения  $\lambda$  определяется в зависимости от режима движения газа по газопроводу, характеризуемого числом Рейнольдса. Учитывая, что при определении потерь давления на преодоление сил трения по формуле (4), используются объемный расход газа, выраженный в м<sup>3</sup>/ч, и внутренний диаметр газопровода, выраженный в см, подставляя эти значения в формулу (3), получаем формулу критерия Рейнольдса для этих расчетных величин

$$Re = 0,0354 \frac{V}{dv}, \quad (16)$$

где  $V$  - объемный расход газа, м<sup>3</sup>/ч;

$d$  - внутренний диаметр газопровода, см;

$v$  - кинематическая вязкость газа, м<sup>2</sup>/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

$$Re \left( \frac{k}{d} \right) < 23, \quad (17)$$

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  $\lambda$  определяется:

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

$$\lambda = \frac{64}{Re} \quad (18)$$

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

$$\lambda = 0,0025 \cdot \sqrt[3]{Re}, \quad (19)$$

- 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 (20) и при  $Re > 100000$  формуле Альтшуля (21)

$$\lambda = \frac{0,3165}{Re^{0,25}}, \quad (20)$$

$$\lambda = \frac{1}{(1,82 \lg Re - 1,64)^2}, \quad (21)$$

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

$$\lambda = 0,11 \left(\frac{k}{d} + \frac{68}{Re}\right)^{0,25}. \quad (22)$$

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

$$\Delta = \frac{\sum \Delta P}{0,5 / \sum \Delta P} 100, \%, \quad (23)$$

где  $\Delta$  - 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 (15), 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

$$\Delta P = 1,1 \cdot 626,1 \cdot \lambda \frac{Q_p^2}{d^5} \rho l, \text{ Па}, \quad (24)$$

где  $\Delta P$  - потери давления на рассматриваемом участке, Па;

$Q_p$  - расчетный расход газа на участке, м<sup>3</sup>/ч;

$\lambda$  - безразмерный коэффициент гидравлического трения, определяется по одной из формул (18-22) в зависимости от режима течения газа и шероховатости внутренней поверхности труб;

$d$  - внутренний диаметр газопровода, см;

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

$l$  - 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 откорректированный расход 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  $\Delta P$  - потери давления на участке, Па;  $Q_P$  – расчетный расход газа на участке, м<sup>3</sup>/ч.

Первый поправочный круговой расход рассчитывается по формуле

$$\Delta Q_{K_i}^1 = - \frac{\sum \Delta P}{1,75 \sum \frac{\Delta P}{Q_P}}, \text{ м}^3/\text{ч}, \quad (25)$$

где  $\Delta Q_{K_i}^1$  - первый поправочный круговой расход в рассматриваемом кольце, м<sup>3</sup>/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

$$\Delta Q_{K_1} = \Delta Q_{K_1}^1 + \frac{\sum ((\Delta P/Q_P)_n \Delta Q_{K_n}^1)}{\sum (\Delta P/Q_P)_1}, \text{ м}^3/\text{ч}, \quad (26)$$

где  $\Delta Q_{K_1}$  - поправочный круговой расход первого по ходу расчета кольца, м<sup>3</sup>/ч;

$\Delta Q_{K_1}^1$  - первый поправочный круговой расход первого кольца, м<sup>3</sup>/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, м<sup>3</sup>/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

$$\Delta Q_{K_i} = \Delta Q_{K_i}^1 + \frac{\sum((\Delta P/Q_P)_n \Delta Q_{K_n})}{\sum(\Delta P/Q)_i} + \frac{\sum((\Delta P/Q_P)_n \Delta Q_{K_n}^1)}{\sum(\Delta P/Q)_i}, \text{ м}^3/\text{ч}, \quad (27)$$

где  $\Delta Q_{K_i}$  - поправочные круговые расходы последующих по ходу расчета колец, м<sup>3</sup>/ч;

$\Delta Q_{K_i}^1$  - первый поправочный круговой расход рассчитываемого кольца, м<sup>3</sup>/ч;

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

$\Delta Q_{K_n}$  - поправочный круговой расход в  $n$ -м кольце, м<sup>3</sup>/ч;

$\Delta Q_{K_n}^1$  - первый поправочный круговой расход в  $n$ -м кольце, м<sup>3</sup>/ч, используется в расчетах, если не определен поправочный круговой расход в данном кольце;  $\sum(\Delta P/Q_P)_i$  - 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

$$Q_P^{\Pi} = Q_P + Q_{уч}, \text{ м}^3/\text{ч}, \quad (28)$$

где  $Q_P^{\Pi}$  - расчетный расход газа на участке кольца с учетом поправочного расхода,  $\text{м}^3/\text{ч}$ ;

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

$Q_{уч}$  - поправочный круговой расход на участке кольца,  $\text{м}^3/\text{ч}$ .

Поправочный круговой расход на участке кольца определяется по формуле

$$Q_{уч} = Q_{K_i} - Q_{K_n}, \text{ м}^3/\text{ч}, \quad (29)$$

где  $Q_{уч}$  - поправочный круговой расход на участке кольца,  $\text{м}^3/\text{ч}$ ;

$Q_{K_i}$  - поправочный круговой расход в рассчитываемом кольце,  $\text{м}^3/\text{ч}$ ;

$Q_{K_n}$  - поправочный круговой расход в соседнем кольце,  $\text{м}^3/\text{ч}$ , для участков, обслуживающих одно кольцо  $\square_{\square} = 0$ .

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

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

$$d_P = \sqrt[n]{\frac{AB\rho Q_P^m}{\Delta P_{уд}}}, \text{ см}, \quad (30)$$

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, м<sup>3</sup>/ч;

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

Удельные потери давления на трение определяется по формуле

$$\Delta P_{уд} = \frac{\Delta P_{доп}}{1,1L}, \text{ Па/м}, \quad (31)$$

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

$$d_K = k \cdot \frac{\sum (d_p \cdot l)_{уч}}{\sum l_{уч}}, \text{ см}, \quad (32)$$

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

$$Q_P = Q_T + k \cdot Q_{II}, \text{ м}^3/\text{ч}, \quad (33)$$

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.

Путевой расход газа — это расход газа, разбираемый потребителями на конкретно взятом участке газовой сети.

Путевой расход для каждого участка рассчитывается по формуле

$$Q_{II} = g_{уд} \cdot l, \text{ м}^3/\text{ч}, \quad (34)$$

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

$l$  - длина участка, м.

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

Удельный путевой расход газа для питающих контуров (секторов)

рассчитывается по формуле

$$g_{УД} = \frac{Q_i}{l_i}, \text{ м}^3/\text{ч}\cdot\text{м}, \quad (35)$$

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

$$Q_{T_i} = \sum(Q_{T_{i+1}} + Q_{П_{i+1}}), \text{ м}^3/\text{ч}, \quad (36)$$

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,  $\text{м}^3/\text{ч}$ ;

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

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

Таблица 11 - Удельные путевые расходы газа для всех питающих контуров (секторов) распределительной сети

Номер контура (сектора)	Квартал		Расход газа в питающем контуре (секторе), м <sup>3</sup> /ч	Длина питающего контура (сектора), м	Удельный путевой расход газа питающего контура, м <sup>3</sup> /ч·м
	номер	расход газа, м <sup>3</sup> /ч			
Контур №1	2	16,9	60,9	2900	0,021
	4	17,6			
	7	8,8			
	10	17,6			
Контур №2	14	50,5	235,4	2950	0,080
	15	72,8			
	17	61,6			
	18	50,5			
Контур №3	20	44,8	84	2250	0,037
	22	39,2			
Контур №4	1	15,7	48,3	3250	0,015
	3	11,3			
	6	5,6			
	9	15,7			
Сектор №1	11	56	112	1100	0,102
Сектор №2	13	67,3	67,3	700	0,096
Сектор №3	16	67,3	67,3	1050	0,064
Сектор №4	19	39,2	39,2	1350	0,029
Сектор №5	21	44,8	44,8	1150	0,039
Сектор №6	23	50,5	50,5	600	0,084
Сектор №7	24	67,3	123,3	1200	0,103
	25	56			
Сектор №8	26	44,8	44,8	650	0,069
Сектор №9	5	14,4	25,7	1500	0,017
	8	11,3			
Сектор №10	29	39,2	39,2	1350	0,029
Сектор №11	28	67,3	67,3	550	0,122
Сектор №12	27	61,6	61,6	750	0,082

Расчет путевого расхода газа в распределительных газопроводах низкого давления проведен по формуле (34) и сведен в таблицу 2.

Таблица 12 - Расчет путевого расхода газа

Номер участка	Длина участка, м	Номер контура (сектора) обслуживаемым участком	Удельный путь расход газа на участке, м <sup>3</sup> /ч·м	Путевой расход газа, м <sup>3</sup> /ч
1-2	250	K1, C9	0,021+0,017=0,038	9,5
2-3	300	K1, C9	0,021+0,017=0,038	11,4
3-4	250	K1	0,021	5,3
4-5	400	K1, C7	0,021+0,103=0,124	49,5
5-6	250	K1, K4	0,021+0,015=0,036	9,0
6-7	250	K1, K4	0,021+0,015=0,036	3,7
7-8	250	K1, K4	0,021+0,015=0,036	9,0
8-9	250	K1, K4	0,021+0,015=0,036	9,0
9-10	550	K1	0,021	11,6
10-11	250	K1, C10	0,021+0,029=0,05	12,5
1-11	150	K1, C9	0,021+0,017=0,038	5,7
12-13	200	K2, C3	0,080+0,064=0,144	28,8
13-14	250	K2, C2	0,080+0,096=0,176	44,0
14-15	200	K2	0,080	16,0
15-16	200	K2, C1	0,080+0,102=0,182	36,3
16-17	200	K2, C1	0,080+0,102=0,182	36,3
17-18	200	K2, C1	0,080+0,102=0,182	36,3
18-19	150	K2, C12	0,080+0,082=0,162	24,3
19-20	250	K2, K4	0,080+0,015=0,095	23,7
20-21	150	K2, K4	0,080+0,015=0,095	14,2
21-22	150	K2, K4	0,080+0,015=0,095	14,2
22-23	150	K2, K4	0,080+0,015=0,095	14,2
23-24	300	K2, K4	0,080+0,015=0,095	35,1
24-25	300	K2, K3	0,080+0,037=0,117	35,1
12-25	250	K2, C3	0,080+0,064=0,144	36,0
23-26	150	K3, K4	0,037+0,015=0,052	7,8
26-27	200	K3, K4	0,037+0,015=0,052	10,4
27-28	100	K3, C7	0,037+0,103=0,14	14,0
28-29	100	K3, C7	0,037+0,103=0,14	14,0
29-30	300	K3, C6	0,037+0,084=0,121	36,5
30-31	300	K3, C6	0,037+0,084=0,121	36,5
31-32	250	K3, C5	0,037+0,039=0,076	19,1
25-32	250	K3, C4	0,037+0,029=0,066	16,6
9-19	600	K4, C12	0,015+0,082=0,097	58,2
5-27	600	K4, C7	0,015+0,103=0,118	70,6
15-44	500	C1	0,102	50,9
13-42	300	C2, C3	0,096+0,064=0,16	48,1
42-43	150	C2	0,096+0,096=0,192	14,4
25-40	300	C3, C4	0,064+0,029=0,093	27,9
40-41	250	C4	0,029	7,3
32-33	550	C4, C5	0,029+0,039=0,068	7,4

Окончание таблицы 12 - Расчет путевого расхода газа

Номер участка	Длина участка, м	Номер контура (сектора) обслуживаемым участком	Удельный путь расход газа на участке, м <sup>3</sup> /ч·м	Путь расход газа, м <sup>3</sup> /ч
31-34	350	С5	0,039	13,6
3-36	250	С8, С9	0,069+0,017=0,086	21,5
36-37	400	С8	0,069	27,6
11-38	550	С9, С10	0,017+0,029=0,046	25,4
10-39	550	С10, С11	0,029+0,122=0,151	83,3
Всего				1171,6

Расчет транзитного расхода газа в распределительных газопроводах низкого давления проведен по формуле (36) и сведен в таблицу 3.

Таблица 13 - Расчет транзитного расхода газа

Номер участка	Путевой расход газа, м <sup>3</sup> /ч	Номер участка для определения транзитного расхода газа	К транзитный	Транзитный расход газа, м <sup>3</sup> /ч
1-2	9,5	2-3		222,9
2-3	11,4	3-4 3-36		211,4
3-4	5,3	4-5		157,1
4-5	49,5	5-6 5-27		107,6
5-6	9,0	6-7		3,7
6-7	3,7	НЕТ		0
7-8	9,0	НЕТ		0
8-9	9,0	7-8		9,0
9-10	11,6	8-9 9-19		113,4
10-11	12,5	9-10 10-39		208,2
1-11	5,7	10-11 11-38		246,1
12-13	28,8	13-14 13-42		293,0
13-14	44,0	14-15		186,5
14-15	16,0	15-16 15-44		170,6
15-16	36,3	16-17		83,3
16-17	36,3	17-18		47,0
17-18	36,3	НЕТ	10,7	10,7
18-19	24,3	НЕТ	-10,7	10,7
19-20	23,7	НЕТ		0
20-21	14,2	НЕТ		0
21-22	14,2	20-21		14,2
22-23	14,2	21-22		28,4
23-24	35,1	22-23 23-26		50,5
24-25	35,1	23-24		85,7
12-25	36,0	24-25 25-32		341,3
23-26	7,8	НЕТ	0,1	0,1
26-27	10,4	НЕТ	-0,1	0,1
27-28	14,0	НЕТ		0
28-29	14,0	НЕТ		0
29-30	36,5	28-29 29-35		25,7
30-31	36,5	29-30		62,2
31-32	19,1	30-31 31-34		112,2
25-32	16,6	31-32 32-33		168,7
9-19	58,2	18-19 19-20		37,3
5-27	70,6	26-27 27-28		24,3
15-44	50,9	НЕТ		0
13-42	48,1	42-43		14,4
42-43	14,4	НЕТ		0
25-40	27,9	40-41		7,3
40-41	7,3	НЕТ		0
32-33	37,4	НЕТ		0
31-34	13,6	НЕТ		0

Окончание таблицы 13 - Расчет транзитного расхода газа

Номер участка	Путевой расход газа, м <sup>3</sup> /ч	Номер участка для определения транзитного расхода газа	Транзитный расход газа, м <sup>3</sup> /ч
3-36	21,5	36-37	27,6
36-37	27,6	НЕТ	0
11-38	25,4	НЕТ	0
10-39	83,3	НЕТ	0
29-35	11,7	НЕТ	0

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

$$Q_P = Q_T + k_{\Pi} \cdot Q_{\Pi} + (\pm k_D Q_T), \text{ м}^3/\text{ч}, \quad (37)$$

где  $Q_P$  - расчетный расход газа на участке слияния потоков газа от разных ГРП, м<sup>3</sup>/ч;

$Q_T$  - транзитный расход газа на участке, м<sup>3</sup>/ч;

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

$Q_{\Pi}$  - путевой расход газа на участке, м<sup>3</sup>/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, 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 4.



Таблица 12 – Определение расчетного расхода газа

Номер участка	Путевой расход газа, м <sup>3</sup> /ч	кп	Транзитный расход газа, м <sup>3</sup> /ч	кд -	Расчетный расход газа, м <sup>3</sup> /ч
1-2	9,5	0,55	222,9		228,1
2-3	11,4	0,55	211,4		217,1
3-4	3,4	0,55	157,1		160,0
4-5	49,5	0,55	107,6		768,9
5-6	9,0	0,55	3,7		172,2
6-7	3,7	0,55	0		83,3
7-8	9,0	0,55	0		191,5
8-9	9,0	0,55	9,0		61,8
9-10	11,6	0,55	113,4		120,3
10-11	12,5	0,55	208,2		632,2
1-11	5,7	0,55	246,1		934,7
12-13	28,8	0,55	293,0		230,8
13-14	44,0	0,55	186,5		161,5
14-15	16,0	0,55	170,6		95,2
15-16	36,3	0,55	83,3		38,8
16-17	36,3	0,55	47,0		53,3
17-18	36,3	0,55	10,7	10,7	122,3
18-19	24,3	0,55	10,7	-10,7	179,8
19-20	23,7	0,55	0		387,2
20-21	14,2	0,55	0		547,7
21-22	14,2	0,55	14,2		444,4
22-23	14,2	0,55	28,4		357,5
23-24	35,1	0,55	50,5		270,3
24-25	35,1	0,55	85,7		204,0
12-25	36,0	0,55	341,3		130,7
23-26	7,8	0,55	0,1	0,1	40,6
26-27	10,4	0,55	0,1	-0,1	641,9
27-28	14,0	0,55	0		762,1
28-29	14,0	0,55	0		1152,6
29-30	36,5	0,55	25,7		665,8
30-31	36,5	0,55	62,2		499,5
31-32	19,1	0,55	112,2		374,9

По формуле определяется давление газа в узловых точках

$$P = P_i - \sum / \Delta P_{уч} / , \text{ кПа}, \quad (42)$$

где  $P$  - давление газа в рассматриваемой точке, кПа;

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

Гидравлический расчет тупиковых ответвлений – таблица 13.

Таблица 13 – Гидравлический расчет тупиковых ответвлений.

Номер участка	l, м	dn x s, мм	D мм	Qp, м <sup>3</sup> /ч	$\lambda$	$\Delta P_n$ , Па	$\Delta P_k$ , Па
15-44	500	50x3	66	28,0	0,0310	4,571	4,053
13-42	300	63x3,8	66	40,9	0,0282	4,788	4,185
42-43	150	75x4,5	44	7,9	0,0384	4,185	4,067
25-40	300	75x4,5	55,4	22,6	0,0313	4,643	4,150
40-41	250	63x3,8	44	4,0	0,0331	4,150	4,108
32-33	550	50x3	55,4	20,6	0,0321	4,565	3,802
31-34	350	75x4,5	44	7,5	0,0390	4,530	4,282
3-36	250	110x6,6	66	39,4	0,0285	4,700	4,229
36-37	400	110x6,6	55,4	15,2	0,0346	4,229	3,903
11-38	550	180x10,7	55,4	14,0	0,0353	4,879	4,491
10-39	550	110x6,6	79,2	45,8	0,0287	4,720	4,153
29-35	300	90x5,4	44	11,7	0,0349	4,512	4,049

Таблица 14 - Гидравлический расчет сети низкого давления (предварительное приближение)

Номер		Характеристика участков				Первое приближение			
контур а (кольца)	номер	номер соседнего контура (кольца)	l, м	d <sub>n</sub> x s, мм	Q <sub>p</sub> , м <sup>3</sup> /ч	λ	ΔP, Па	ΔP/Q <sub>p</sub>	
К1	1-2		250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-180x10,7	158,6	228,1	0,0229	158	0,6937
	2-3		300	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-180x10,7	158,6	217,7	0,0231	175	0,8039
	3-4		250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-180x10,7	158,6	160,0	0,0250	85	0,5317
	4-5		400	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-180x10,7	158,6	134,8	0,0261	101	0,7482
	5-6	К4	250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-90x5,4	79,2	8,6	0,0352	11	1,3015
	6-7	К4	250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-90x5,4	79,2	2,0	0,0974	2	0,8523
	7-8	К4	250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-90x5,4	79,2	-4,9	0,0404	-4	0,8523
	8-9	К4	250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-90x5,4	79,2	-13,9	0,0387	-32	2,3028
	9-10		550	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-180x10,7	158,6	-119,7	0,0269	-113	0,9412
	10-11		250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-180x10,7	158,6	-215,1	0,0232	-143	0,6638
1-11		150	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-180x10,7	158,6	-249,3	0,0224	-111	0,4448	
$\Delta = \frac{130}{0,5 \cdot 935} 100\% = 27,74\% \quad \sum \Delta Q_K = -13,0 \text{ м}^3/\text{ч}$							$\sum 130$	$\sum \Delta P = 935$	$\sum 10,0846$
К2	12-13		200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-180x10,7	158,6	308,8	0,0212	215	0,6966
	13-14		250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-180x10,7	158,6	210,7	0,0233	138	0,6537
	14-15		200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-180x10,7	158,6	179,4	0,0243	83	0,4634
	15-16		200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-180x10,7	158,6	103,3	0,0279	32	0,3064
	16-17		200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-180x10,7	158,6	67,0	0,0311	15	0,2214
	17-18		200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-180x10,7	158,6	30,7	0,0378	4	0,1232
	18-19		150	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-180x10,7	158,6	-2,7	0,1499	0	0,0318

Продолжение таблицы 14 - Гидравлический расчет сети низкого давления (предварительное приближение)

Номер		Характеристика участков				Первое приближение			
контур а (кольца)	номер	номер соседнего контура (кольца)	l, м	d <sub>n</sub> x s, мм		Q <sub>p</sub> , м <sup>3</sup> /ч	λ	ΔP, Па	ΔP/Q <sub>p</sub>
	19-20	K4	250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-180x10,7		13,0	0,0320	1	0,0553
	20-21	K4	150	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-180x10,7		-7,8	0,0510	0	0,0318
	21-22	K4	150	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-180x10,7		-22,0	0,0381	-1	0,0669
	22-23	K4	150	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-180x10,7		-36,2	0,0362	-4	0,1047
	23-24	K3	300	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-180x10,7		-69,9	0,0307	-24	0,3427
	24-25	K3	300	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-180x10,7		-105,0	0,0278	-49	0,4652
	12-25		250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-180x10,7		-361,1	0,0204	-354	0,9790
$\Delta = \frac{55}{0,5 \cdot 919} 100\% = 11,99\% \quad \sum \Delta Q_k = -2,3 \text{ м}^3/\text{ч}$							$\frac{\sum 55}{\sum \Delta P} = 919$	$\sum 4,5421$	
K3	23-24	K2	300	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-180x10,7		69,9	0,0307	24	0,3427
	24-25	K2	300	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-180x10,7		105,0	0,0278	49	0,4652
	23-26	K4	150	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-180x10,7		4,4	0,0905	0	0,0318
	26-27	K4	200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-180x10,7		-5,6	0,0706	0	0,0424
	27-28		100	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-180x10,7		7,7	0,0517	0	0,0212
	28-29		100	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-180x10,7		-7,7	0,0517	0	0,0212
	29-30		300	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-180x10,7		-45,8	0,0342	-11	0,2495
	30-31		300	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-180x10,7		-82,2	0,0295	-32	0,3872
	31-32		250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-180x10,7		-122,7	0,0267	-53	0,4358
25-32		250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-180x10,7		-177,8	0,0243	-102	0,5756	

Окончание таблицы 14 - Гидравлический расчет сети низкого давления (предварительное приближение)

Номер		Характеристика участков				Первое приближение			
контур а (кольца)	номер	номер соседнего контура (кольца)	l, м	d <sub>n</sub> x s, мм	Q <sub>p</sub> , м <sup>3</sup> /ч	λ	ΔP, Па	ΔP/Q <sub>p</sub>	
$\Delta = \frac{126}{0,5 \cdot 273} 100\% = -92,76\% \quad \sum \Delta Q_K = 26,5 \text{ м}^3/\text{ч}$							$\frac{\sum 126}{\sum \Delta P / = 273}$	$\sum 2,5725$	
К4	5-6	К1	250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-90x5,4	79,2	-8,6	0,0352	-11	1,3015
	6-7	К1	250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-90x5,4	79,2	-2,0	0,0974	-2	0,8523
	7-8	К1	250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-90x5,4	79,2	4,9	0,0404	4	0,8523
	8-9	К1	250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-90x5,4	79,2	13,9	0,0387	32	2,3028
	9-19		600	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-180x10,7	158,6	-69,3	0,0308	-47	0,6810
	19-20	К2	250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-180x10,7	158,6	-13,0	0,0320	-1	0,0553
	20-21	К2	150	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-180x10,7	158,6	7,8	0,0510	0	0,0318
	21-22	К2	150	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-180x10,7	158,6	22,0	0,0381	1	0,0669
	22-23	К2	150	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-180x10,7	158,6	36,2	0,0362	4	0,1047
	23-26	К3	150	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-180x10,7	158,6	-4,4	0,0905	0	0,0318
	26-27	К3	200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-180x10,7	158,6	5,6	0,0706	0	0,0424
5-27		600	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-180x10,7	158,6	63,2	0,0315	40	0,6355	
$\Delta = \frac{21}{0,5 \cdot 143} 100\% = 29,44\% \quad \sum \Delta Q_K = 11,1 \text{ м}^3/\text{ч}$							$\frac{\sum 21}{\sum \Delta P / = 143}$	$\sum 6,9582$	

Первый поправочный расход определяется по формуле (25) и составляет

$$\text{- для кольца 1 } \Delta Q_{\text{к}}^1 = -\frac{130}{1,75 \cdot 10,1360} = -7,3 \text{ м}^3/\text{ч},$$

$$\text{- для кольца 2 } \Delta Q_{\text{к}}^1 = -\frac{55}{1,75 \cdot 4,5421} = -6,9 \text{ м}^3/\text{ч},$$

$$\text{- для кольца 3 } \Delta Q_{\text{к}}^1 = -\frac{-126}{1,75 \cdot 2,5725} = 28,1 \text{ м}^3/\text{ч},$$

$$\text{- для кольца 4 } \Delta Q_{\text{к}}^1 = -\frac{21}{1,75 \cdot 6,9582} = -1,7 \text{ м}^3/\text{ч},$$

Поправочный круговой расход определяется по формуле (27) и составляет

$$\text{- кольцо 1 } \Delta Q_{\text{к}} = -7,3 + \frac{((10,1360+0,6638+0,4448) \cdot (-6,9+0,839+0,5317) \cdot 1,7)}{10,1360} = -13,2 \text{ м}^3/\text{ч},$$

$$\text{- кольцо 2 } \Delta Q_{\text{к}} = -6,9 + \frac{((0,6966+0,6537+0,9790) \cdot (-6,9+0,1047+0,0532) \cdot 115+0,1648 \cdot 0,5202)}{4,5421} = -2,3 \text{ м}^3/\text{ч},$$

$$\text{- кольцо 3 } \Delta Q_{\text{к}} = 28,1 + \frac{((0,3923+0,2408+0,4016) \cdot (-24,4)+0,2773 \cdot (-26,2+0,3303+0,3353) \cdot (-179,9))}{2,7832} = 26,5 \text{ м}^3/\text{ч},$$

$$\text{- кольцо 4 } \Delta Q_{\text{к}} = -1,7 + \frac{((0,4016+0,2408+0,3923) \cdot (5,1+0,1461) \cdot (-179,9))}{1,5529} = -11,1 \text{ м}^3/\text{ч},$$

Таким же образом, были произведены расчеты при последующих приближениях и определены поправочные расходы для всех колец.

Расчеты сведены в таблицу 16 и используются в окончательных расчетах.

Таблица 15 - Свод поправочных расходов

Наименование показателя	Предварительный	1 приближение	2 приближение	3 приближение	4 приближение	5 приближение	Сумма
1 кольцо							
Ошибка в кольце, %	27,74	12,22	4,67	1,76	0,70	0,28	-
Гидравлическая увязка кольца, м <sup>3</sup> /ч	-7,31	-3,21	-1,23	-0,46	-0,18	-0,07	13,18
Поправочный круговой расход в кольце, м <sup>3</sup> /ч	-8,21	-3,04	-1,20	-0,47	-0,18	-0,07	
2 кольцо							
Ошибка в кольце, %	11,99	-0,22	0,22	0,12	0,05	0,02	-
Гидравлическая увязка кольца, м <sup>3</sup> /ч	-6,93	0,13	-0,13	-0,07	-0,03	-0,01	2,799
Поправочный круговой расход в кольце, м <sup>3</sup> /ч	-2,04	0,04	-1,17	-1,09	-0,04	-0,01	
3 кольцо							
Ошибка в кольце, %	-92,76	1,78	0,69	0,28	0,11	0,04	-
Гидравлическая увязка кольца, м <sup>3</sup> /ч	28,1	-0,51	-0,20	-0,08	-0,03	-0,01	26,50
Поправочный круговой расход в кольце, м <sup>3</sup> /ч	27,4	-0,46	-0,25	-0,11	-0,04	-0,02	

Окончание таблицы 15

Наименование показателя	Предварительный	1 приближение	2 приближение	3 приближение	4 приближение	5 приближение	Сумма
4 кольцо							
Ошибка в кольце, %	29,4	-5,30	-0,90	0,17	0,04	0,02	-
Гидравлическая увязка кольца, м <sup>3</sup> /ч	-1,73	-0,32	0,06	-0,01	0,00	-0,00	11,15
Поправочный круговой расход в кольце, м <sup>3</sup> /ч	-1,78	-1,95	-0,85	-0,37	-0,14	-0,06	



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

Номер контура (кольца)	Характеристика участков				$\Delta Q_{уч},$ м <sup>3</sup> /ч	Окончательное распределение потоков				
	номер	номер соседнего контура (кольца)	l, м	d, см		Q <sub>Р</sub> , м <sup>3</sup> /ч	Re	$\lambda$	$\Delta P$ , Па	$\Delta P/Q_P$
К1		1-2	250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-180x10,7	-13,2	215,0	34525	0,0232	143	0,6636
		2-3	300	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-180x10,7	-13,2	204,6	32856	0,0235	157	0,7673
		3-4	250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-180x10,7	-13,2	146,9	23585	0,0255	73	0,4986
		4-5	400	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-180x10,7	-13,2	121,7	19544	0,0268	84	0,6929
	К4	5-6	250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-90x5,4	-2,0	6,6	2133	0,0322	6	0,9140
	К4	6-7	250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-90x5,4	-2,0	0,0	10	6,5841	0	0,8523
	К4	7-8	250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-90x5,4	-2,0	-6,9	2233	0,0327	-7	0,9716
	К4	8-9	250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-90x5,4	-2,0	-15,9	5116	0,0374	-41	2,5487
		9-10	550	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-180x10,7	-13,2	-132,8	21331	0,0262	-135	1,0174
		10-11	250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-180x10,7	-13,2	-228,2	36642	0,0229	-158	0,6939
	1-11	150	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-180x10,7	-13,2	-262,4	42129	0,0221	-121	0,4623	
$\Delta = \frac{0}{0,5 \cdot 925} \cdot 100\% = 0\%$									$\Sigma \Delta P = 0$ $\Sigma / \Delta P = 925$	$\Sigma = 10,082$ 7
К2		12-13	200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-180x10,7	-2,3	306,6	49226	0,0212	212	0,6927
		13-14	250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-180x10,7	-2,3	208,4	33471	0,0234	135	0,6484
		14-15	200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-180x10,7	-2,3	177,1	28434	0,0244	81	0,4590
		15-16	200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-180x10,7	-2,3	101,0	16224	0,0280	30	0,3013
		16-17	200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-180x10,7	-2,3	64,7	10392	0,0313	14	0,2157
		17-18	200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-180x10,7	-2,3	28,4	4559	0,0385	3	0,1163
		18-19	150	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-180x10,7	-2,3	-4,9	794	0,0806	0	0,0318
	К4	19-20	250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-180x10,7	8,9	21,8	3504	0,0380	2	0,1102
	К4	20-21	150	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-180x10,7	8,9	1,0	160	0,3990	0	0,0318
	К4	150	150	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-180x10,7	8,9	-13,2	2120	0,0321	0	0,0338

	K4	150	150	ΠΘ 80 ΓΑ3 CDR 17-180x10,7	8,9	-27,4	4400	0,0388	-2	0,0849
	K3	300	300	ΠΘ 80 ΓΑ3 CDR 17-180x10,7	-28,8	-98,7	15842	0,0282	-44	0,4440
	K3	300	300	ΠΘ 80 ΓΑ3 CDR 17-180x10,7	-28,8	-133,8	21484	0,0261	-75	0,5579
		250	250	ΠΘ 80 ΓΑ3 CDR 17-180x10,7	-2,3	-363,4	58350	0,0204	-357	0,9837

Окончание таблицы 16

Номер контура (кольца)	Характеристика участков				$\Delta Q_{уч},$ м <sup>3</sup> /ч	Окончательное распределение потоков				
	номер	номер соседнего контура (кольца)	l, м	d, см		Q <sub>p</sub> , м <sup>3</sup> /ч	Re	$\lambda$	$\Delta P$ , Па	$\Delta P/Q_p$
$\Delta = \frac{0}{0,5 \cdot 958} \cdot 100\% = 0\%$									$\Sigma \Delta P = 0$ $\Sigma / \Delta P = 958$	$\Sigma = 4,7115$
К3	К4	23-26	150	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-180x10,7	37,7	42,0	6747	0,0349	5	0,1170
	К4	26-27	200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-180x10,7	37,7	32,0	5134	0,0374	4	0,1271
		27-28	100	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-180x10,7	26,5	34,2	5495	0,0367	2	0,0669
		28-29	100	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-180x10,7	26,5	18,8	3021	0,0361	1	0,0362
		29-30	300	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-180x10,7	26,5	-19,2	3089	0,0364	-2	0,1118
		30-31	300	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-180x10,7	26,5	-55,7	8942	0,0325	-16	0,2891
		31-32	250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-180x10,7	26,5	-96,2	15450	0,0284	-35	0,3631
		25-32	250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-180x10,7	26,5	-151,3	24299	0,0253	-77	0,5099
$\Delta = \frac{0}{0,5 \cdot 261} \cdot 100\% = 0\%$									$\Sigma \Delta P = 0$ $\Sigma / \Delta P = 261$	$\Sigma = 2,6230$
К4		9-19	600	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-180x10,7	-11,1	-80,4	12903	0,0297	-61	0,7613
		5-27	600	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17-180x10,7	-11,1	52,1	8361	0,0331	29	0,5498
$\Delta = \frac{0}{0,5 \cdot 157} \cdot 100\% = 0\%$									$\Sigma \Delta P = 0$ $\Sigma / \Delta P = 157$	$\Sigma = 7,1026$

## 1.10 Распределительные сети среднего давления

Для подвода газа в котельную, а так же к кольцевым сетям низкого давления, обеспечивающих подачу газа потребителям в селе, в работе запроектирован тупиковый распределительный подземный газопровод среднего давления.

Сети среднего давления являются управляемыми, к ним присоединяются ограниченное количество потребителей, перечень – таблица 17.

Таблица 17 – Перечень потребителей присоединенных к распределительной сети среднего давления

Наименование потребителя	Расход газа, м <sup>3</sup> /ч	Минимально допустимое давление перед потребителем, кПа
Центральная котельная	1086	20
Котельная администрации	68	
Котельная Больницы	163	
ГРП №1	484	5
ГРП №2	699	5

В таблице 17 показаны минимально допустимые давления перед потребителями.

## 1.11 Гидравлический расчет сети среднего давления

Гидравлический расчет распределительной газовой сети среднего давления проведен по методике, приведенной в [7] 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 2 графической части

Диаметры участков определяется в зависимости от газа, проходящего по участку, и располагаемого перепада квадрата давления на участке, кПа<sup>2</sup>/м, которое определяется по формуле

$$\Delta P_{уч} = \frac{(p_{н.уч}^2 - p_{к}^2) 100}{1,1 l_{отв}}, \quad (53)$$

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

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

$l_{отв}$  – длина участка, м.

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

$$p_{Н.уч} > p_K \quad (54)$$

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

$p_K$  – давление газа для нормальной работы потребителей, минимальное конечное давление в конце участка, кПа.

Давление газа в конце ответвления, кПа, рассчитывается по формуле

$$p_{К.уч} = \sqrt{p_{Н.уч}^2 - (p_H^2 - p_K^2)_{уч}}, \quad (55)$$

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

$(p_H^2 - p_K^2)_{уч}$  – потери квадрата давления газа на участке, кПа<sup>2</sup>.

Давление газа перед ответвлением, кПа, рассчитывается по формуле

$$p_{Н.уч} = \sqrt{p_H^2 - \sum \Delta P_C}, \quad (56)$$

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, кПа<sup>2</sup>

Таблица 18 – Гидравлический расчет распределительной газовой сети среднего давления

Номер участка	Расход газа на участке, $Q_{у.ав}$ , м <sup>3</sup> /ч	Длина участка, $l_{отв}$ , м	Диаметр участка, $d_n \times s$ , мм	Коэффициент гидравлического трения $\lambda$	Перепад квадрата давления на участке, $(p_H^2 - p_K^2)_{у}$ , кПа <sup>2</sup>	Начальное давление газа, $P_{Н.отв}$ МПа	Конечное давление газа, $P_{К.отв}$ МПа
ГРС-1	2499,5	300	114x5	0,0199	0,0332	0,28	0,260
1-2	1413,9	250	114x5	0,0203	0,0090	0,213	0,236
2-3	766,9	150	114x5	0,0210	0,0016	0,190	0,206
2-4	647,0	800	114x5	0,0212	0,0063	0,190	0,115
1-ГРУ №1 (Ц.К)	1085,6	50	70x5	0,0227	0,0186	0,213	0,068
3-ГПР №2	699,1	2000	102x5	0,0214	0,0344	0,186	0,120
3-ГРУ №2 (К2)	67,8	900	60x5	0,0276	0,0040	0,186	0,066
4-ГРП №1	484,2	30	60x5	0,0240	0,0058	0,173	0,260
4-ГРУ №3 (К3)	162,8	1000	60x5	0,0253	0,0233	0,173	0,236

Конечное давление в ответвлении на всех участках больше чем давление газа для нормальной работы потребителей, условие  $P_{к.отв.} > 50$  кПа выполняется.

### 1.12 Подбор газорегуляторных пунктов и газорегуляторных установок

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

С учетом планировки и оптимального расстояния действия ГРП 600-800 метров, в поселке проектируются три сетевых газорегуляторных пункта, и четыре газорегуляторных установок.

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 19.

Таблица 19 – 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 <sup>3</sup> /ч
Центральная котельная	163	20	1086
Котельная администрации	175	5	68
Котельная Больницы	81	5	163
ГРС	600	280	2500
ГРП №1	68	5	484
ГРП №2		5	699

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
- ГРП №1 – шкафной газорегуляторный пункт с регулятором давления РДУК-2В-100;
- ГРП №2 – шкафной газорегуляторный пункт с регулятором давления РДУК-2В-100;

- Центральная котельная – газорегуляторный пункт котельной с регулятором давления РДУК-2В-100
- Котельная администрации – газорегуляторный пункт котельной с регулятором давления РД-32М;
- Котельная Больницы – газорегуляторная установка котельной с регулятором давления РД-50М;

После подбора типовых газорегуляторных пунктов необходимо определить их пропускную способность и коэффициент загрузки регулятора, расчет проведен согласно методике изложенной - с.332-336 [6].

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

$$K_3 = \frac{Q_P}{Q_{\max}} \cdot 100, \quad (57)$$

где  $Q_P$  – расчетная пропускная способность регулятора, м<sup>3</sup>/ч;  
 $Q_{\max}$  – максимальная пропускная способность регулятора, м<sup>3</sup>/ч.

Максимальная пропускная способность регуляторов давления РДУК-2, м<sup>3</sup>/ч, определяется по формуле

$$Q_{\max} = 1,595 \cdot f \cdot \varphi \cdot K \cdot p_1 \cdot \sqrt{\frac{1}{\rho_g}}, \quad (58)$$

где  $f$  – площадь седла клапана регулятора давления (за вычетом площади штока), см<sup>2</sup> [6, таблица 93];

$\varphi$  – коэффициент зависящий от отношения  $p_2/p_1$  и определяемый по графику [6, рисунок 145];

$K$  – коэффициент расхода [6, таблица 93];

$p_1$  – абсолютное давление газа на входе, кПа;

$p_2$  – абсолютное давление газа на выходе, кПа;

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

**Головной ГРС** – регулятор РДУК-2В-100

Расчетный расход газа – 2500 м<sup>3</sup>/ч.

Избыточное давление газа до регулятора 600 кПа, абсолютное давление газа на входе 701 кПа.

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

Площадь седла клапана регулятора давления – 19,6 см<sup>2</sup>.

Коэффициент расхода – 0,4.  
Плотность газа – 0,775 кг/м<sup>3</sup>.

При  $p_2/p_1 = 701/401 = 0,57$   $\varphi = 0,47$ .

Максимальная пропускная способность регулятора давления РДУК-2В-100 рассчитывается по формуле (36) и составляет:

$$Q_{\max} = 1,595 \cdot 18,6 \cdot 0,47 \cdot 0,4 \cdot 701 \cdot \sqrt{\frac{1}{0,775}} = 4725 \text{ м}^3/\text{ч} \quad (59)$$

Коэффициент регулятора давления РДУК-2В-100 рассчитывается по формуле (38) и составляет:

$$K_3 = \frac{2500}{4725} \cdot 100 = 52,89\% \quad (60)$$

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

**ГРП №1** – регулятор РДУК-2Н-100

Расчетный расход газа – 484 м<sup>3</sup>/ч.

Избыточное давление газа до регулятора 155 кПа, абсолютное давление газа на входе 256 кПа.

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

Площадь седла клапана регулятора давления – 38,4 см<sup>2</sup>.

Коэффициент расхода – 0,4.

Плотность газа – 0,775 кг/м<sup>3</sup>.

При  $p_2/p_1 = 256/106 = 0,41$   $\varphi = 0,47$ .

Максимальная пропускная способность регулятора давления РДУК-2Н-100 рассчитывается по формуле (36) и составляет:

$$\begin{aligned} Q_{\max} &= 1,595 \cdot 38,4 \cdot 0,47 \cdot 0,4 \cdot 256 \cdot \sqrt{\frac{1}{0,775}} \\ &= 929/\text{ч} \end{aligned} \quad (61)$$



Коэффициент регулятора давления РДУК-2Н-100 рассчитывается по формуле (38) и составляет:

$$K_3 = \frac{484}{929} \cdot 100 = 52,13\% \quad (62)$$

Коэффициент регулятора давления РДУК-2Н-100 лежит в желаемых пределах 10÷80%, регулятор будет работать стабильно. К установке принимаем газорегуляторный пункт с регулятором давления РДУК-2Н-100

**ГРП №2** – регулятор РДУК-2Н-100

Расчетный расход газа – 699 м<sup>3</sup>/ч.

Избыточное давление газа до регулятора 15 кПа, абсолютное давление газа на входе 116 кПа.

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

Площадь седла клапана регулятора давления – 38,4 см<sup>2</sup>.

Коэффициент расхода – 0,4.

Плотность газа – 0,775 кг/м<sup>3</sup>.

При  $p_2/p_1 = 116/106 = 0,92$   $\varphi = 0,27$ .

Максимальная пропускная способность регулятора давления РДУК-2Н-100 рассчитывается по формуле (36) и составляет:

$$Q_{\max} = 1,595 \cdot 38,4 \cdot 0,27 \cdot 0,4 \cdot 116 \cdot \sqrt{\frac{1}{0,775}} \quad (63)$$
$$= 881/\text{ч}$$

Коэффициент регулятора давления РДУК-2Н-100 рассчитывается по формуле (38) и составляет:

$$K_3 = \frac{699}{881} \cdot 100 = 79,31\% \quad (64)$$

Коэффициент регулятора давления РДУК-2Н-100 лежит в желаемых пределах 10÷80%, регулятор будет работать стабильно. К установке принимаем газорегуляторный пункт с регулятором давления РДУК-2Н-100

### **Газорегуляторная установка центральной котельной – регулятор РДУК-2Н-100**

Расчетный расход газа – 1086 м<sup>3</sup>/ч.

Избыточное давление газа до регулятора 163 кПа, абсолютное давление газа на входе 264 кПа.

Избыточное давление газа после регулятора 20 кПа, абсолютное давление газа на выходе 121 кПа.

Площадь седла клапана регулятора давления – 38,4 см<sup>2</sup>.

Коэффициент расхода – 0,4.

Плотность газа – 0,775 кг/м<sup>3</sup>.

При  $p_2/p_1 = 264/121 = 0,46$   $\varphi = 0,47$ .

Максимальная пропускная способность регулятора давления РДУК-2Н-100 рассчитывается по формуле (36) и составляет:

$$\begin{aligned} Q_{\max} &= 1,595 \cdot 38,4 \cdot 0,27 \cdot 0,4 \cdot 264 \cdot \sqrt{\frac{1}{0,775}} \\ &= 1754/\text{ч} \end{aligned} \quad (67)$$

Коэффициент регулятора давления РДУК-2Н-100 рассчитывается по формуле (38) и составляет:

$$K_3 = \frac{1086}{1754} \cdot 100 = 61,89\% \quad (68)$$

Коэффициент регулятора давления РДУК-2Н-100 лежит в желаемых пределах 10÷80%, регулятор будет работать стабильно. К установке принимаем газорегуляторный пункт с регулятором давления РДУК-2Н-100

### **Газорегуляторная установка котельной администрации**

Расчетный расход газа – 68 м<sup>3</sup>/ч.

Избыточное давление газа до регулятора 167 кПа, абсолютное давление газа на входе 269 кПа.

Избыточное давление газа после регулятора 20 кПа, абсолютное давление газа на выходе 121 кПа.

Площадь седла клапана регулятора давления – 38,4 см<sup>2</sup>.

Коэффициент расхода – 0,4.

Плотность газа – 0,775 кг/м<sup>3</sup>.

При  $p_2/p_1 = 121/269 = 0,46$   $\varphi = 0,47$ .

Максимальная пропускная способность регулятора давления РДУК-2Н-100 рассчитывается по формуле (36) и составляет:

$$Q_{\max} = 1,595 \cdot 19,6 \cdot 0,27 \cdot 0,4 \cdot 276 \cdot \sqrt{\frac{1}{0,775}} = 253 \text{ м}^3/\text{ч} \quad (67)$$

Коэффициент регулятора давления РДУК-2Н-100 рассчитывается по формуле (38) и составляет:

$$K_3 = \frac{68}{1754} \cdot 100 = 26,75\% \quad (68)$$

Коэффициент регулятора давления РД-32М лежит в желаемых пределах 10÷80%, регулятор будет работать стабильно.

### **Газорегуляторная установка котельной Больницы**

Расчетный расход газа – 163 м<sup>3</sup>/ч.

Избыточное давление газа до регулятора 81 кПа, абсолютное давление газа на входе 183 кПа.

Избыточное давление газа после регулятора 20 кПа, абсолютное давление газа на выходе 121 кПа.

Площадь седла клапана регулятора давления – 38,4 см<sup>2</sup>.

Коэффициент расхода – 0,4.

Плотность газа – 0,775 кг/м<sup>3</sup>.

При  $p_2/p_1 = 121/183 = 0,46$   $\varphi = 0,59$ .

Максимальная пропускная способность регулятора давления РДУК-2Н-100 рассчитывается по формуле (36) и составляет:

$$\begin{aligned} Q_{\max} &= 1,595 \cdot 19,6 \cdot 0,59 \cdot 0,4 \cdot 183 \cdot \sqrt{\frac{1}{0,775}} \\ &= 507 \text{ м}^3/\text{ч} \end{aligned} \quad (67)$$

Коэффициент регулятора давления РДУК-2Н-100 рассчитывается по формуле (38) и составляет:

### **1.13 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 (43)

$$Q = C(t_g - t_n)n, \quad (56)$$

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

$C$  – постоянная величина;

$t_b$  – 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 рассчитывают по формуле (43) и занесены в таблицу(19)

$$q_m = \frac{(t_g - t_{срм}) \cdot n_m}{(t_g - t_{срм}) \cdot n_m} \cdot 100, \quad (57)$$

где  $t_{срм}$  – среднемесячные температуры,

$n_m$  – число отопительных дней в месяце. направлении, кП

Таблица 19– Расход газа по месяцам года, тыс.м<sup>3</sup>/месс

Потребитель	Месяц											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Центральная котельная	4071,0	678,2	581,4	523,8	379,8	111,7	41,6	42,9	42,9	113,0	392,4	524,4
Котельная администрации	244,3	43,7	37,3	33,0	23,0	4,6	0,0	0,0	0,0	4,8	23,8	33,1
Котельная Больницы	597,1	60,9	51,9	58,5	51,9	45,4	43,0	38,2	39,4	42,4	50,8	52,5
КБП население	752,5	77,5	72,2	75,2	70,0	64,7	52,7	37,6	39,1	52,7	65,5	70,7
ОВ население	2766,4	495,4	422,8	373,2	260,5	52,0	0,0	0,0	0,0	54,1	269,2	375,0
Хлебопекарня	70,4	7,2	6,1	6,9	6,1	5,3	5,1	4,5	4,6	5,0	6,0	6,2

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. Монтаж газопровода среднего давления из стальных труб для газоснабжения.**

Для монтажа газопровода среднего давления из стальных труб применяются следующие материалы: одиночные стальные электросварные прямошовные трубы 25x2,0 мм, 89x3,5 мм, 108x4,0 мм, 159x4,5 мм, из стали В10 по [ГОСТ 1050-88](#), отвечающие требованиям [ГОСТ 10704-91](#), мерной длины 10,0 м, II класса точности по длине, из стали марки Ст10, изготовленные по группе В ([ГОСТ 10705-80](#)) и электроды покрытые металлический для ручной дуговой сварки тип Э42 - предназначенные для сварки углеродистых и низколегированных конструкционных сталей с временным сопротивлением разрыву до 50 кгс/мм, отвечающие требованиям [ГОСТ 9467-75\\*](#); тройник переходный  $D_y = 150 \times 100$  мм соответствующий требованиям [ГОСТ 17376-2001](#); отводы 90°  $D_y = 150$  мм,  $D_y = 100$  мм соответствующие требованиям [ГОСТ 17375-2001](#).

Работы по монтажу газопровода среднего давления из стальных труб следует выполнять, руководствуясь требованиями следующих нормативных документов:

- [СП 48.13330.2011](#). Организация строительства;
- [СНиП 42-01-2002](#). Газораспределительные системы;



- [СП 42-101-2003](#). Общие положения по проектированию и строительству газораспределительных систем из металлических и полиэтиленовых труб;

- [ГОСТ 10704-91](#). Трубы стальные электросварные, прямошовные. Сортамент;

- [ГОСТ 9467-75\\*](#). Электроды, покрытые металлические для ручной дуговой сварки конструкционных и теплоустойчивых сталей;

- [ГОСТ 17375-2001](#). Отводы крутоизогнутого типа;

- [ГОСТ 17376-2001](#). Тройники;

- [СНиП 12-03-2001](#). Безопасность труда в строительстве. Часть 1. Общие требования;

- [СНиП 12-04-2002](#). Безопасность труда в строительстве. Часть 2. Строительное производство;

- [ПБ 12-529-03](#). Правила безопасности систем газораспределения и газопотребления;

- [РД 11-02-2006](#). Требования к составу и порядку ведения исполнительной документации при строительстве, реконструкции, капитальном ремонте объектов капитального строительства и требования, предъявляемые к актам освидетельствования работ, конструкций, участков сетей инженерно-технического обеспечения;

- [РД 11-05-2007](#). Порядок ведения общего и (или) специального журнала учета выполнения работ при строительстве, реконструкции, капитальном ремонте объектов капитального строительства.

## 2.1 Организация и технология выполнения работ.

В соответствии с СП 48.13330.2001 "Организация строительства" до начала выполнения строительно-монтажных работ на объекте Подрядчик обязан в установленном порядке получить у Заказчика проектную документацию и разрешение на выполнение строительно-монтажных работ. Выполнение работ без разрешения запрещается.

До начала производства работ по монтажу газопровода среднего давления из стальных труб необходимо провести комплекс организационно-технических мероприятий, в том числе:

- назначить лиц, ответственных за качественное и безопасное выполнение работ, а также их контроль и качество выполнения;
- провести инструктаж членов бригады по технике безопасности;
- доставить в зону производства работ необходимые машины, механизмы и инвентарь;
- устроить временные проезды и подъезды к месту производства работ;
- обеспечить связь для оперативно-диспетчерского управления производством работ;
- установить временные инвентарные бытовые помещения для хранения строительных материалов, инструмента, инвентаря, обогрева рабочих, приёма пищи, сушки и хранения рабочей одежды, санузлов и т.п.;
- обеспечить рабочих инструментами и средствами индивидуальной защиты;
- подготовить места для складирования материалов, инвентаря и другого необходимого оборудования;
- обеспечить строительную площадку противопожарным инвентарем и средствами сигнализации;
- оградить зону проведения работ, вывесить предупредительные плакаты и знаки;
- провести аттестацию технологии сварки и аттестационные испытания сварщиков. К сварке допускаются сварщики, сдавшие экзамены по НАКС в соответствии с "Правилами аттестации сварщиков ([ПБ-03-273-99](#)) а также имеющие положительные результаты сварки допускных стыков;
- провести испытание грузозахватных приспособлений;
- составить акта готовности объекта к производству работ;
- получить разрешения на производство работ у технадзора Заказчика.

До начала сварочно-монтажных работ должны быть выполнены следующие подготовительные работы:

- установлены подвижные (неподвижные) опоры;
- разработана траншея для подземной прокладки газопровода;
- завезены трубопроводные детали в необходимом количестве;
- трубы вывезены на объект и разложены вдоль опор на стенды для сварки труб таким образом, чтобы к торцам труб был свободный доступ. Укладка труб на стенд производится автомобильным краном и двумя рабочими, которые, стоя у обоих концов труб, удерживают ее от разворота. Стенд устанавливается так, чтобы от края траншеи до трубопровода было не менее 1-1,5 м;
- строительная площадка обеспечена сварочными материалами.

Завершение подготовительных работ фиксируют в Общем журнале работ.

Сварку труб осуществляют в три технологических этапа:

I-й этап - подготовка стыков труб к сборке и сварке.

В состав работ входят:

- подготовка кромок труб к сварке;
- правка или обрезка дефектных кромок стыков;
- очистка внутренней полости труб от попавших внутрь грунта, грязи и снега;
- зачистка кромок стыков;
- разделка кромок труб.

II-й этап - сварка первого (корневого) слоя шва.

В состав работ входят:

- центровка стыка и установка зазора;
- предварительный подогрев кромок стыка;
- сварка корневого слоя шва.

III-й этап - сварка заполняющего (облицовочного) слоя шва.

Подготовка кромок труб (катушек) и деталей

Очистка и подготовка кромок труб к сварке производится непосредственно перед электросваркой. При необходимости концы труб

выправляют, а если деформированные концы невозможно выправить, то их обрезают газовой резкой, затем, используя зубила и молотки, очищают кромки труб от грязи и наледи. После этого электрошлифовальными машинками, напильниками, реверсивными угловыми пневматическими щетками зачищают кромки до металлического блеска на длину не менее 10 мм снаружи и изнутри. Газопламенную или кислородную разделительную резку труб выполняют ручным способом. Сущность процесса заключается в том, что металл вдоль линии разреза нагревают до температуры воспламенения его в кислороде, он сгорает в струе чистого кислорода, а образующиеся оксиды выдуваются этой струей из места разреза. Поверхность разрезаемого металла шириной 50-100 мм должна быть хорошо очищена от грязи, краски, окалины и ржавчины. Для удаления окалины, краски и масла достаточно медленно провести пламенем горелки или резака по поверхности металла вдоль намеченной линии реза. При этом краска и масло выгорают, а окалина отстает от металла. Затем поверхность металла зачищают проволочной металлической щеткой. Шероховатость кромки реза не должна превышать 0,16 мм (3-й класс по [ГОСТ 14792](#)).

Резку труб выполняют ручным резаком Р2А-01. В резаке горючий газ (ацетилен) подается в смесительную камеру за счет подсоса его струей кислорода. Давление горючего газа на входе в резак составляет от 0,01 до 1,0 кгс/см .

Прежде чем начать работу, необходимо проверить правильность присоединения рукавов к резаку (кислородный рукав присоединяет к штуцеру с правой резьбой, рукав горючего газа - к штуцеру с левой резьбой), инъекцию в каналах горючего газа, герметичность всех разъемных соединений. Утечку газа в резьбовых соединениях устраняют их подтягиванием. При засорении каналов мундштуков их необходимо прочищать медной или алюминиевой иглой. При сильном нагреве

наконечника его следует охлаждать чистой водой. Чтобы вода не попала в каналы резака, закрывают только вентиль горючего газа, оставляя кислородный вентиль открытым. Все мелкие неисправности: перекос мундштуков, негерметичность соединений, засорение инжекторов и каналов мундштука, нагар и брызги на поверхности мундштука, отсутствие подсоса в канале горючего газа, частые хлопки пламени, неисправность вентиляей устраняет резчик.

Ручную кислородную резку труб из низкоуглеродистых и низколегированных сталей, в том числе и при отрицательной температуре окружающего воздуха, можно выполнять без каких-либо технологических ограничений. Основным требованием при этом является получение ровного реза и требуемых параметров разделки. Рабочие давления кислорода и ацетиленового газа устанавливают в соответствии с режимом резки.

Процесс резки начинают с нагревания металла. Мундштук горелки вначале устанавливают перпендикулярно поверхности разрезаемого металла так, чтобы струя подогревающего пламени, а затем режущего кислорода располагают вдоль вертикальной грани разрезаемого металла.

Подогревающее пламя горелки направляют на край разрезаемого металла и нагревают до температуры плавления, затем пускают струю режущего кислорода. Перемещение резака вдоль линии резания начинают после того, как в начале этой линии металл будет прорезан на всю его толщину. Чтобы не допустить отставания резки в нижних слоях металла, в конце процесса следует постепенно замедлить скорость перемещения резака и увеличить наклон мундштука резака до  $10-15^\circ$  в сторону, обратную его движению. Скорость перемещения резака должна соответствовать скорости горения металла. Если скорость перемещения резака выбрана правильно, то поток искр и шлака вылетает из резака прямо вниз, а кромки получаются чистыми, без натёков и подплавлений. При большой скорости перемещения резака поток искр отстаёт от него, металл в нижней кромке не успевает сгореть и сквозное прорезание прекращается. При малой скорости сноп искр опережает

резак, кромки разреза оплавляются и покрываются потеками. При скорости ветра более 5 м/с и атмосферных осадках выполнять резку без укрытия рабочего места не рекомендуется. При замерзании рукавов и редуктора их следует отогревать горячей водой с последующей продувкой воздухом и протиркой с внешней стороны. Вода и воздух не должны иметь примеси жиров и масел.

Сброс подлежащих сварке труб в снег или в воду до полного их остывания после завершения процесса резки не допускается.

После остывания кромки с поверхности реза проволочной щеткой и зубилом удаляют шлак и грат, а электрошлифовальной машинкой кромки доводятся до требуемой формы и размеров. Поверхность реза подвергают внешнему осмотру для проверки качества.

Несовмещение начала и конца кольцевого реза, не должно превышать 2 мм. В том случае, если качество поверхности реза не соответствует требованиям, его следует исправить, зашлифовывая шероховатость и ступеньки на поверхности до заданных значений.

Шероховатость поверхности измеряют по фактической высоте микронеровностей на поверхности реза. Она определяется на базовой длине не менее 8,0 мм по 10 точкам в середине толщины разрезаемой трубы. Шероховатость не должна превышать 1,0 мм при толщине металла трубы 4 12 мм ([ГОСТ 14792-80](#)).

Косина реза (отклонение от перпендикулярности по отношению к продольной оси трубы) не должно превышать 2,0 мм.

Во избежание образования пор при сварке (возможно насыщение азотом поверхности реза) поверхность реза необходимо зачистить абразивным кругом до металлического блеска (на глубину 0,3 0,5 мм) с образованием в нижней части притупления величиной 1,5 2,0 мм.

После газовой резки в монтажных полевых условиях производится разделка кромок труб с помощью абразивного круга согласно приведённой

схеме. Поверхность разделки кромок должна быть ровной, без глубоких впадин и заусениц.

Подготовка труб к сборке заключается в правке деформированных концов труб и очистке от ржавчины кромки труб. Допускается правка плавных вмятин на торцах труб глубиной до 3,5% диаметра труб и деформированных концов труб безударными разжимными устройствами. При этом необходим подогрев труб до 100–150 °С при любых температурах окружающего воздуха, а правку концов труб после резки при отрицательных температурах окружающего воздуха можно выполнять только после подогрева до 150–200 °С. Участки и торцы труб с вмятиной глубиной более 3,5% диаметра трубы или имеющие надрывы необходимо вырезать. Проверку эллиптичности концов труб ведут специальным штангенциркулем.

Перед сборкой труб необходимо очистить внутреннюю полость труб от попавшего внутрь грунта, грязи, снега, а кромки труб и прилегающие к ним поверхности (внутреннюю и наружную) необходимо зачистить электрошлифовальной машинкой на ширину не менее 15 мм до металлического блеска, так как наличие ржавчины, грязи, праймера и масла при сварке часто приводит к образованию пор и неметаллических включений. Праймер и масло с поверхности трубы смывают бензином или растворителем. Очищать кромки труб следует не ранее чем за 4 часа перед сваркой, чтобы не допускать повторного ржавления и загрязнения.

Участки усиления наружных заводских швов, прилегающие к свариваемому торцу, необходимо удалить заподлицо с поверхностью (до высоты 0–0,5 мм) на расстоянии от торца не менее 10 мм.

С целью выявления возможных расслоений, выполнить ультразвуковой контроль всего периметра трубы на ширине не менее 40 мм от резаного торца.

## Заключение

В бакалаврской работе рассмотрена газификация жилой зоны рабочего поселка , расход газа 8501,6 тыс. м<sup>3</sup> в год.

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

В процессе работы были рассчитаны объемы потребления газа; разработана двух ступенчатая система газоснабжения, которая включает в себя сеть среднего давления и сеть низкого давления; произведен гидравлический расчет сетей, все кольца увязаны с погрешностью, не превышающие 0,01%; подобрано оборудование ГРП и ГРУ.

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 села 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. Борисов, С. Н. Гидравлические расчеты газопроводов / С. Н. Борисов, В. В. Даточный. – М.: Недра, 1972.
6. Идельчик, И. Е. Справочник по гидравлическим сопротивлениям / И. Е. Идельчик. - М., 1992.
7. 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.
8. Жила.В.А., Ушаков М.А., Брюханов О.Н.//Газовые сети и установки. М.:Издательский центр «Академия», 2005. 272 с.
9. Баясанов Д.Б., Ионин А.А. // Распределительные системы газоснабжения. М.: Стройиздат, 1989. 439 с.
10. 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.
11. 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
12. Стаскевич Н.Л., Северинец Г.Н., Вигдорчик Д.Я. // Справочник по газоснабжению и использованию газа. Л.: Недра, 1990. 762 с.
13. Ионин А.А., Жила В.А., Артихович В.В., Пшоник М.Г. // Газоснабжение. М.: Изд-во АСИ, 2013. 472 с.
14. СП 131.13330.2012 Строительная климатология. Актуализированная редакция СНиП 23-01-1999. – Введ. 01.01.2013. – М.: Минрегион России, 2013. - 67 с.
15. Шур, И.А. Перевод отопительных котлов на газовое топливо: учебное пособие / И.А.Шур. - Л.: Недра, 1973. - 264с.
16. Гуськов, Б.И. Газификация промышленных предприятий: учебник /Б.И. Гуськов. - М.: Стройиздат, 1982. - 368 с.

17 Варфоломеев, В.А. Справочник по проектированию, строительству и эксплуатации систем газоснабжения: учебное пособие /В.А. Варфоломеев. - Киев: Будивельник, 1988. - 238 с.

18 Деточенко, А.В. Спутник газовика: справочник /А.В. Деточенко. - Л.: Недра, 1978. – 311с.

19 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.

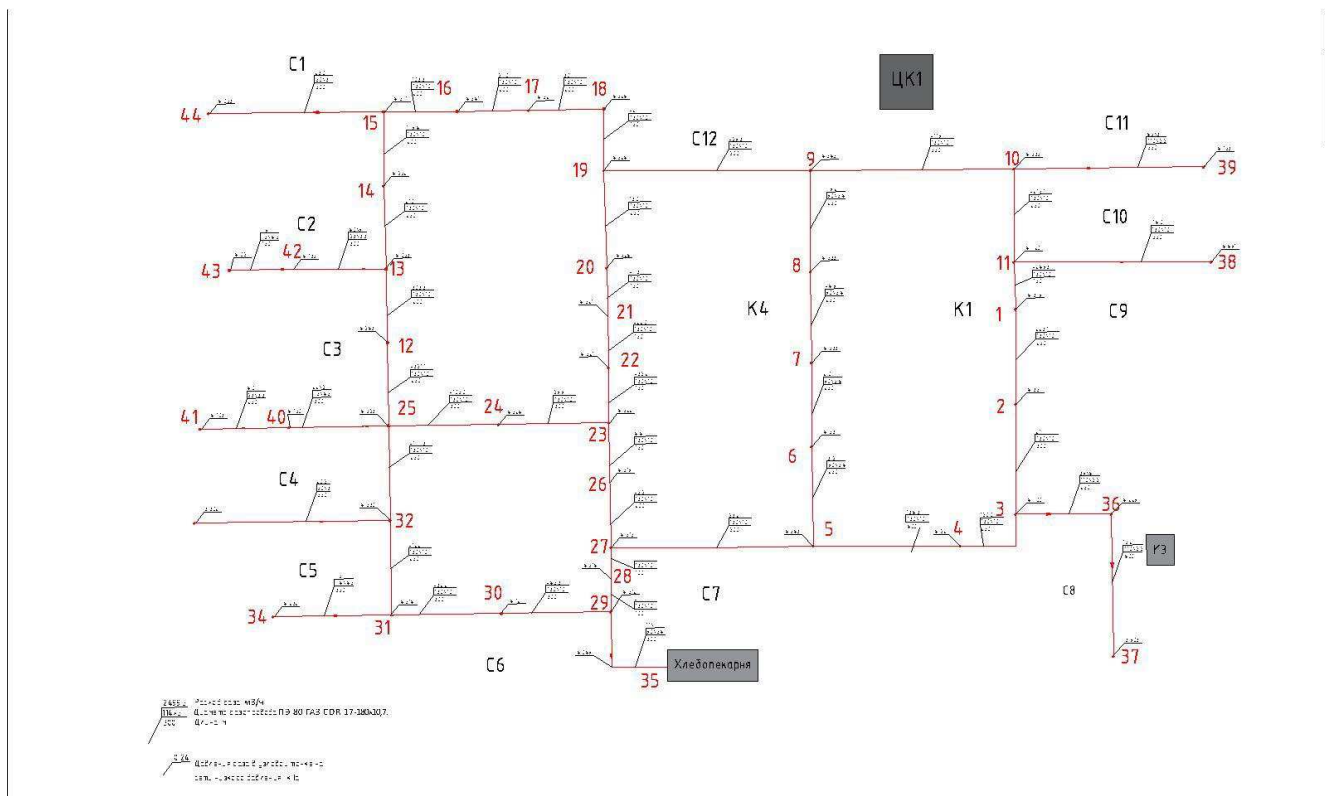
20. Газоснабжение. Гидравлический расчет распределительных газовых сетей низкого давления: учеб.-метод. пособие [для студентов напр. подг. 08.03.01 «Строительство» спец. 08.03.01.00.05 «Теплогазоснабжение и вентиляция»]/Сиб. федер. ун-т, Инж.-строит. ин-т ; сост.: И. Б. Оленев, А.И. Авласевич. - 2019

21. 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

22. 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

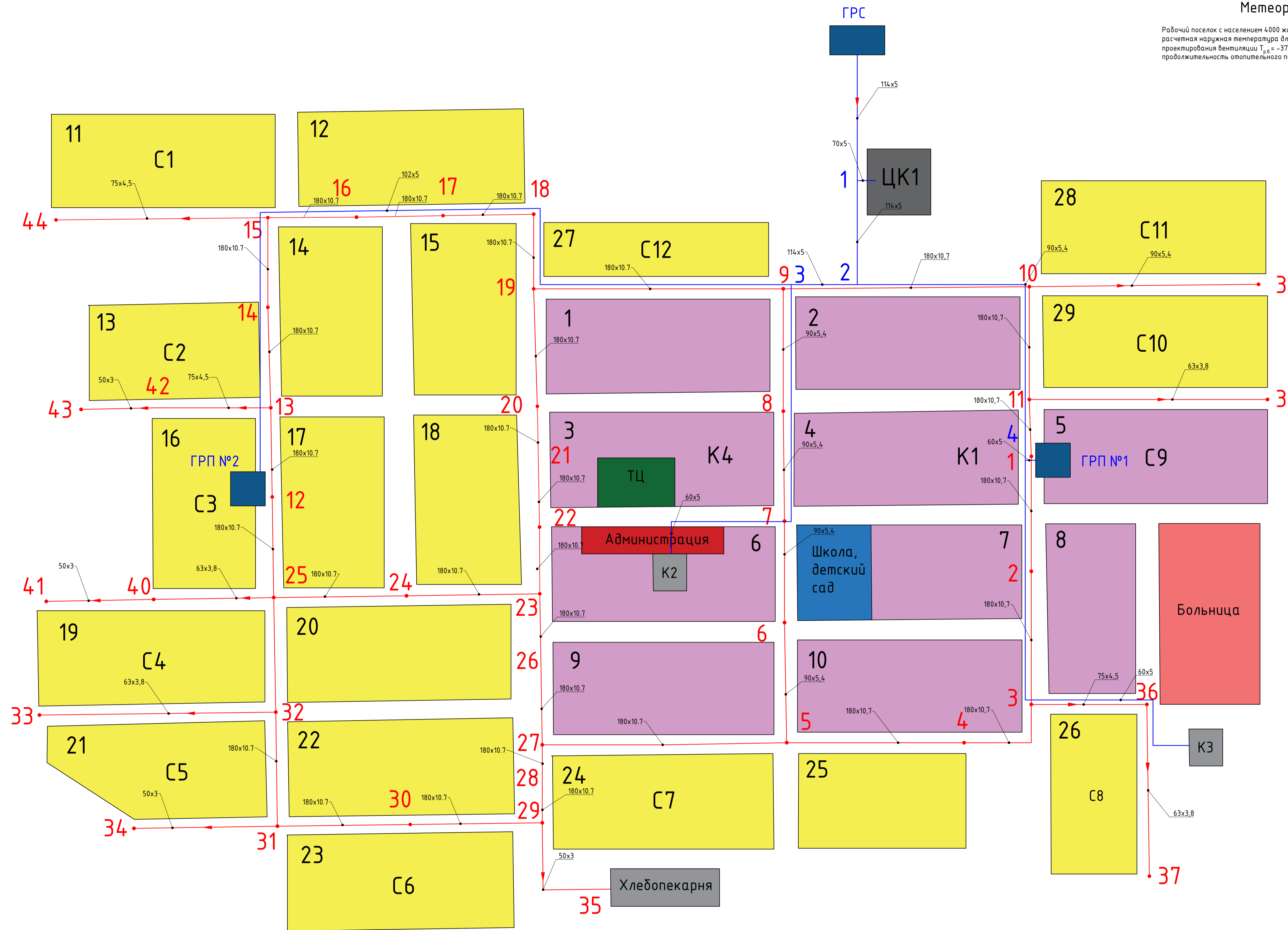
23. Технологические процессы в строительстве: методические указания к курсовой работе для студентов специальности 290700 – «Теплогазоснабжение и вентиляция». Красноярск: Сибирский федеральный ун-т; 2013, 33с.

# ПРИЛОЖЕНИЕ А. Расчетная схема потокораспределения сети низкого давления



### Метеорологические характеристики

Рабочий поселок с населением 4000 жителей. Температура внутреннего воздуха отапливаемых зданий  $T_{вн} = 22^{\circ}\text{C}$ , расчетная наружная температура для проектирования отопления  $T_{р.о.} = -37^{\circ}\text{C}$ , расчетная наружная температура для проектирования вентиляции  $T_{р.в.} = -37^{\circ}\text{C}$ , средняя температура наружного воздуха за отопительный период  $T_{ср} = -6,7^{\circ}\text{C}$ , продолжительность отопительного периода  $n = 233$  дня.



### Условные обозначения и изображения

- ЦК1 Центральная котельная
- ГРП Проектируемый ГРП
- ГРС Проектируемый ГРС
- 44** Номер квартала
- Газопровод низкого давления
- Газопровод среднего давления
- C11 Номер сектора
- K4 Номер квартала
- 90x5,4 Диаметр
- Расход
- Территория отапливаемая от котельной
- Территория не отапливаемая от котельной

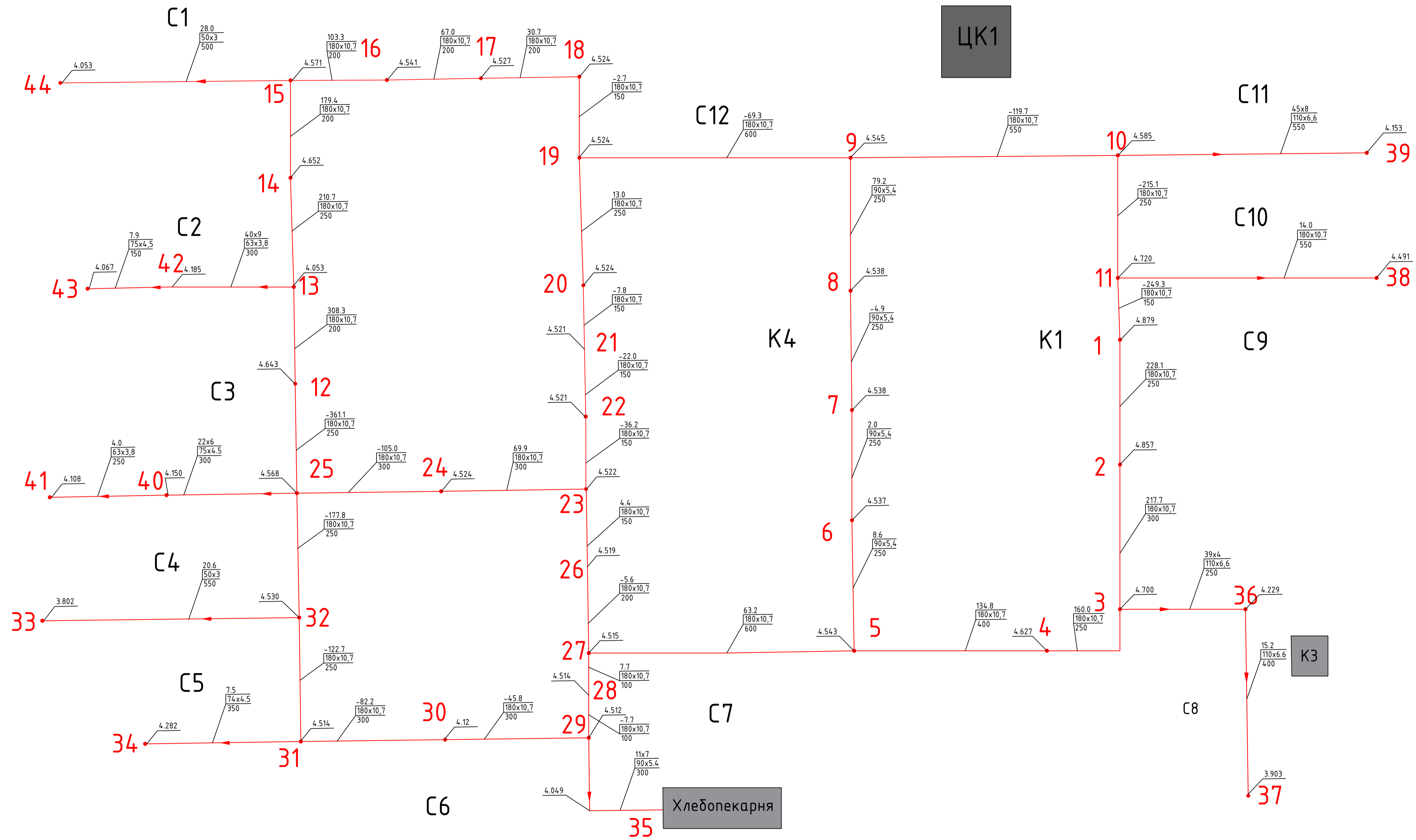
<b>БР-08.03.01.05-2019-ГС</b>					
Сибирский Федеральный Университет Инженерно-строительный институт					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.	Бошатаев А.				
Руков.	Оленев И.Б.				
Газоснабжения жилой зоны рабочего поселка с населением 4000 жителей				Страниц	Лист
				ч	1
				Листов	6
Генплан рабочего поселка. М 1:10000				<b>ИСЗИЗ</b>	
Н. контр.	Оленев И.Б.				
Заб.каф	Матюшенко				

# Схема распределительной сети низкого давления

ГРС



ЦК1

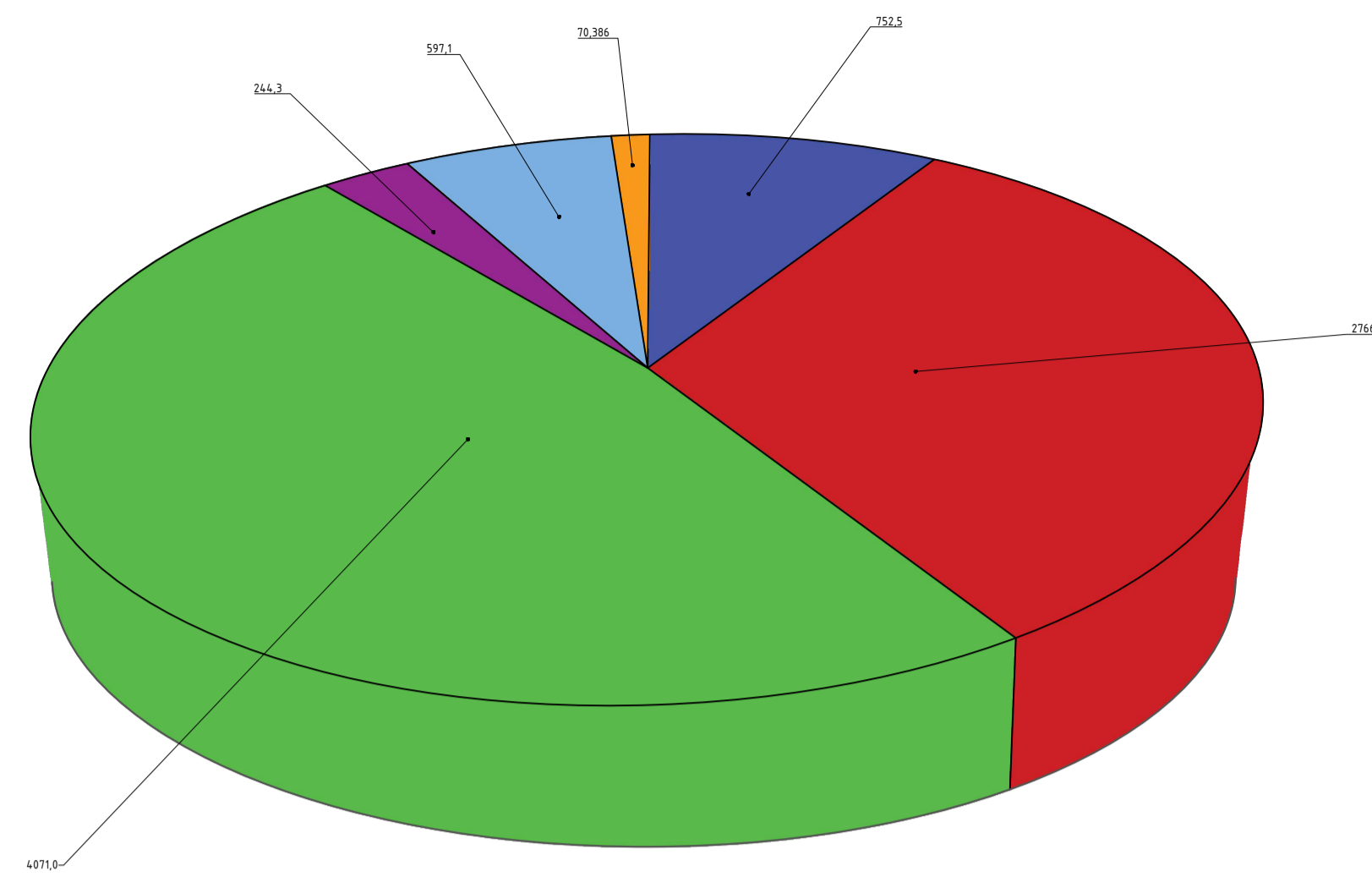


## Условные обозначения и изображения

- Проектируемый ГРП
- Проектируемый ГРС
- Газопровод низкого давления
- Газопровод среднего давления
- Расход, м<sup>3</sup>/ч
- Диаметр
- Длина участка, м

БР-08.03.01.05-2019-ГС					
Сибирский Федеральный Университет Инженерно-строительный институт					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.	Бошатаев А.				
Руков.	Оленев И.Б.				
Газоснабжения жилой зоны рабочего поселка с населением 4 000 жителей				Стация	Лист
				У	2
Схемы распределительных систем низкого давления М 1:10000				ИСЗИЗ	
Н. контр.	Оленев И.Б.				
Заб.каф	Матюшенко				

Общий годовой расход газа тыс.м3/год



Условные обозначения и изображения

- Центральная котельная
- Котельная администрации
- Котельная больницы
- КБП население
- ОБ население
- Хлебопекарня

## Схема распределительной сети среднего давления

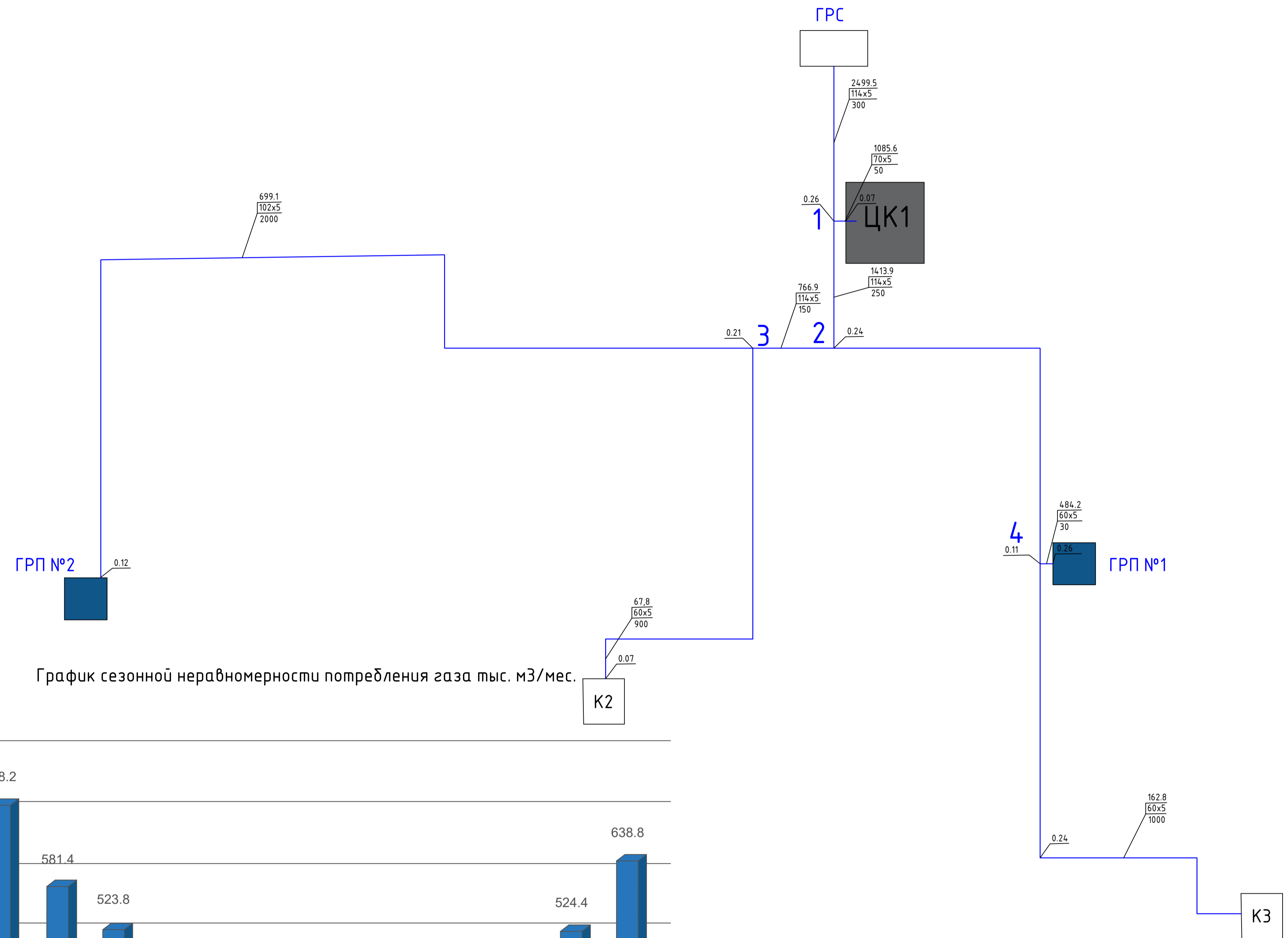
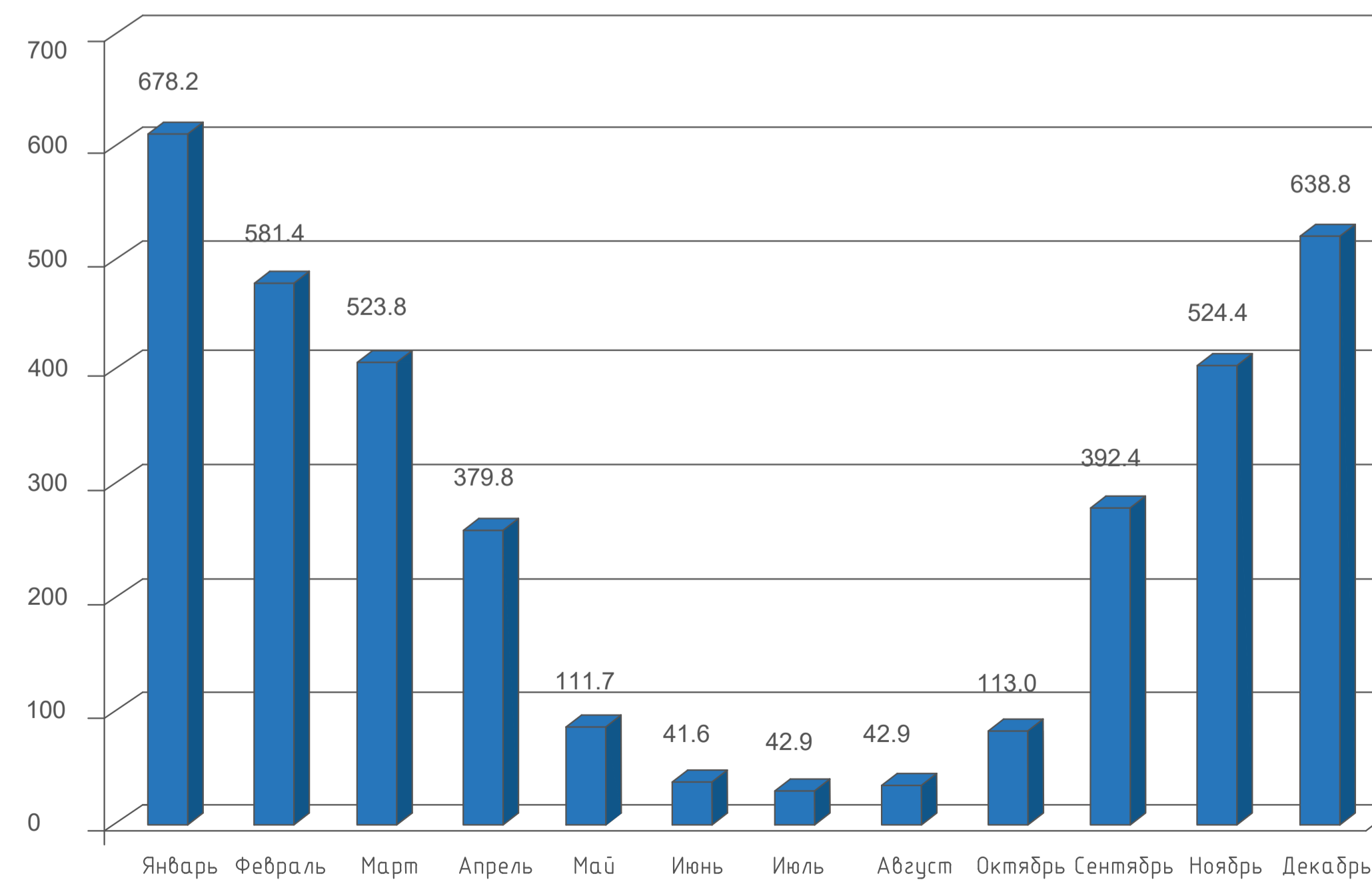
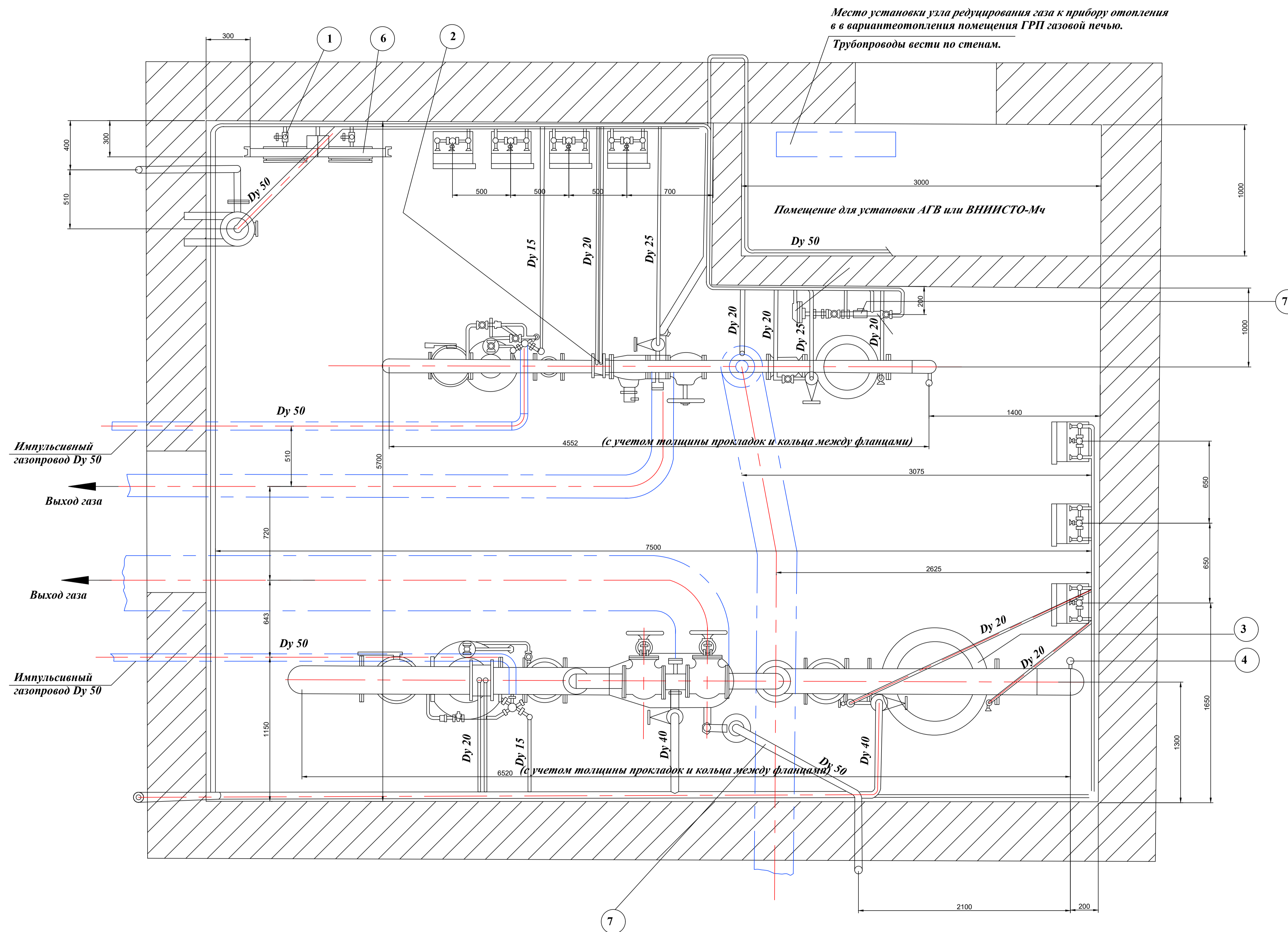


График сезонной неравномерности потребления газа тыс. м3/мес.



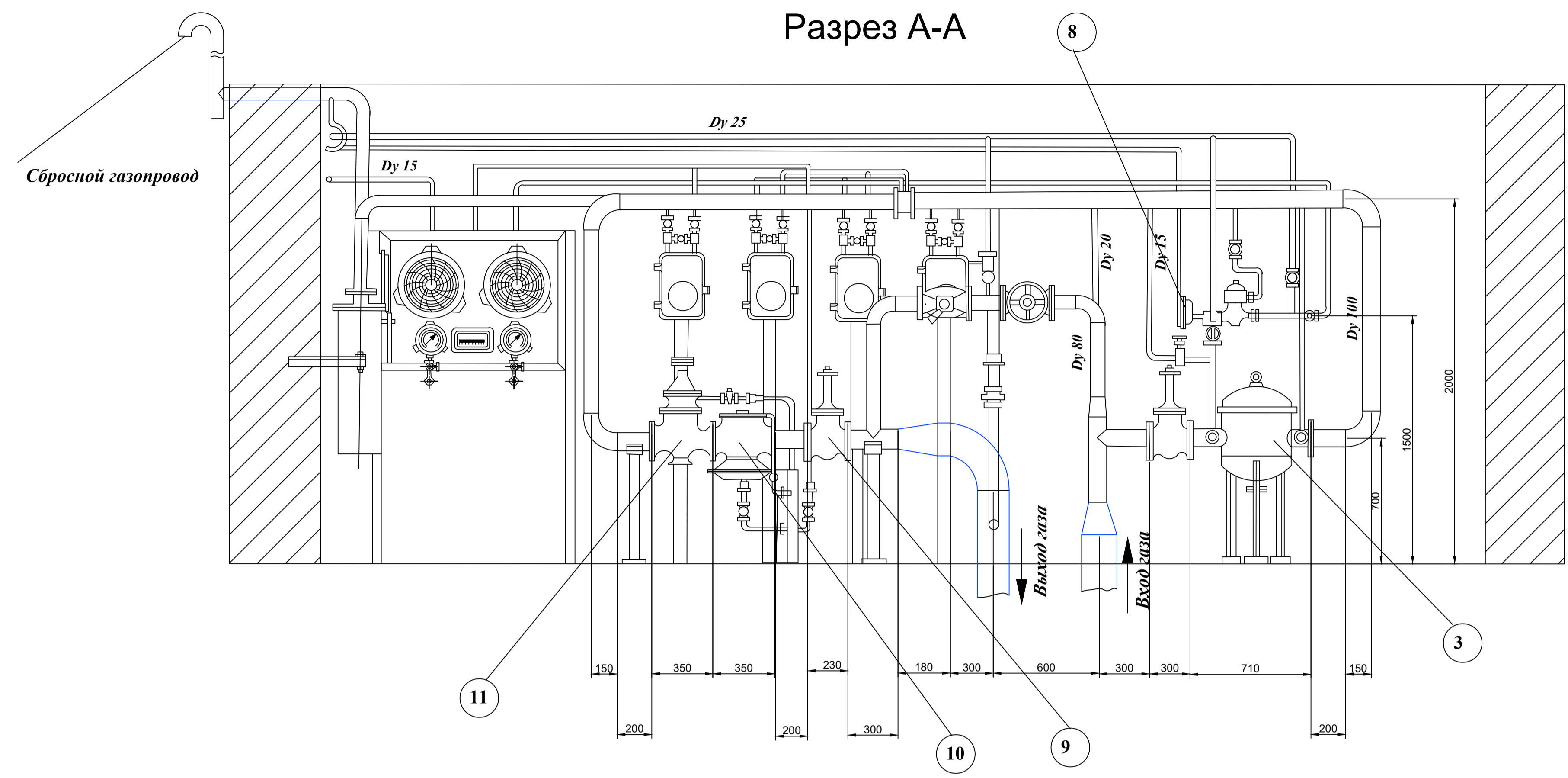
						БР-08.03.01.05-2019-ГС			
						Сибирский федеральный университет Инженерно-строительный институт			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Газоснабжения жилой зоны рабочего поселка с населением 4000 жителей	Страниц	Лист	Листов
Разраб.							у	4	6
Руков.						Графики неравномерности потребления газа	ИСЗИЗ		
Н. контр.									
Заб.каф.									



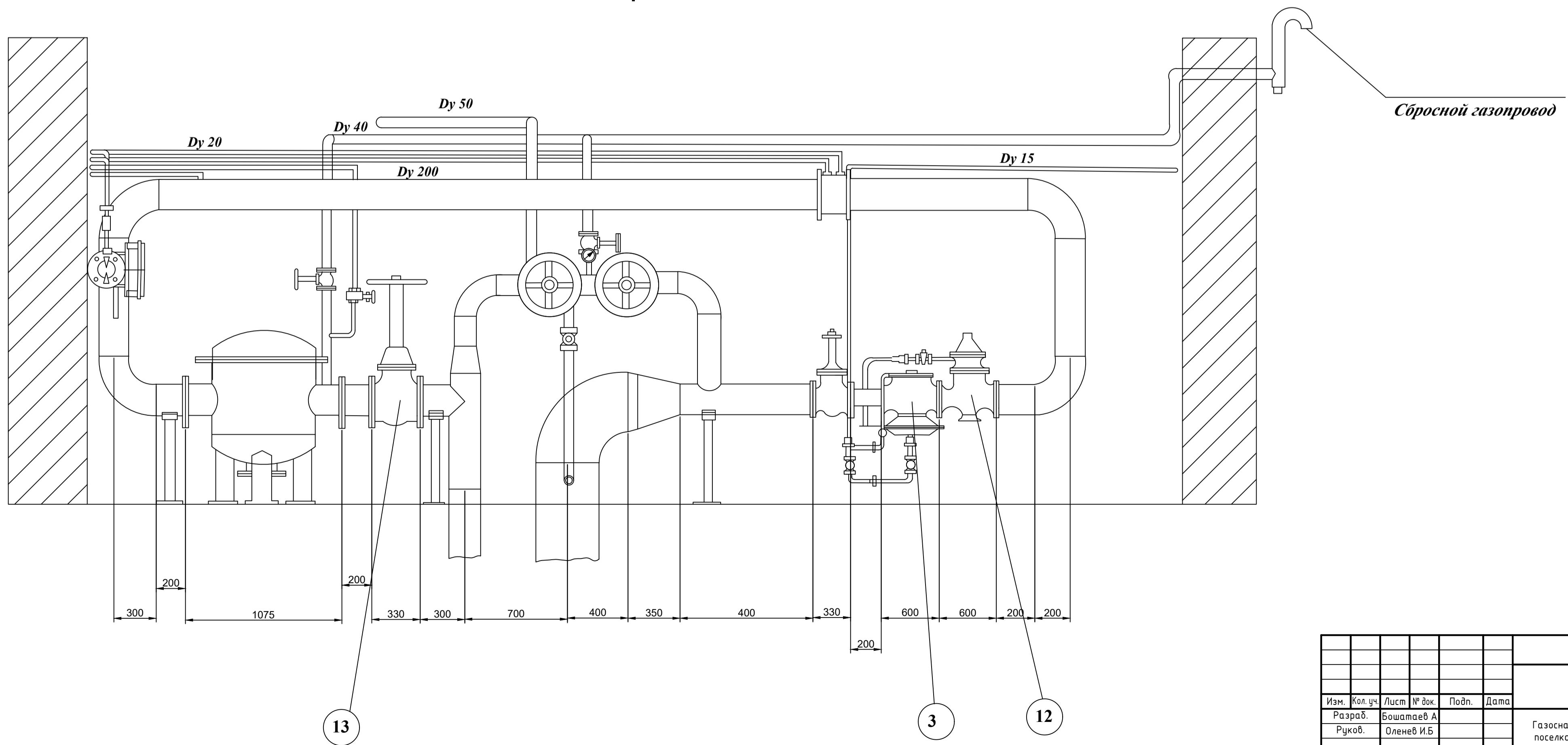


БР-08.03.01.05-2019-ГС					
Сибирский Федеральный Университет Инженерно-строительный институт					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.	Бошатаев А.				
Руков.	Оленев И.Б.				
Газоснабжения жилой зоны рабочего поселка с населением 4 000 жителей				Стация	Лист
				У	5
Н. контр. Оленев И.Б.				План регуляторного пункта с 2-мя регуляторами давления: РДЧК 2-100	
Зав.каф. Матюшенко				ИСЗИЗ	
Формат А1					

### Разрез А-А



### Разрез Б-Б



						<b>БР-08.03.01.05-2019-ГС</b>			
						Сибирский Федеральный Университет Инженерно-строительный институт			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Газоснабжения жилой зоны рабочего поселка с населением 4 000 жителей	Ставля	Лист	Листов
Разраб.	Бошатаев А						ч	6	6
Руков.	Оленев И.Б					Разрез А-А и Б-Б регуляторного пункта с 2-мя регуляторами давления: РДЧК 2-100	<b>ИСЗИЗ</b>		
Н. контр.	Оленев И.Б								
Зав.каф.	Матюшенко								



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

« 5 » 07 2019г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

08.03.01 «Строительство»

код и наименование направления

Газоснабжения жилой зоны рабочего поселка с населением 4000  
жителей  
тема

Руководитель

  
подпись, дата

доцент, к.т.н  
должность, ученая степень

И.Б.Оленёв  
инициалы, фамилия

Выпускник

  
подпись, дата

А.А.Бошатаев  
инициалы, фамилия

Нормоконтролер

  
подпись, дата

И.Б.Олёнев  
инициалы, фамилия

Красноярск 2019