

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

Инженерно-строительный  
институт

Инженерные системы зданий и сооружений  
кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

\_\_\_\_\_ А.И. Матюшенко  
Подпись                      инициалы, фамилия

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2020г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

08.03.01 «Строительство»

код и наименование направления

Газоснабжение жилой зоны п. Чунский  
тема

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

Красноярск 2020

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	3
1 Газоснабжение .....	4
1.1 Общие сведения о газификации рабочего поселка .....	4
1.2 Расчет низшей теплоты сгорания и плотности используемого газа .....	7
1.3 Расчет потребления природного газа населением .....	9
1.4 Расчет потребления газа котельными поселка городского типа .....	23
1.5 Расчет потребления газа промышленными объектами (ЛЗК) .....	24
1.6 Определение суммарного расхода газа для газоснабжения населенного пункта .....	25
1.7 Принципиальная схема газоснабжения населенного пункта .....	25
1.8 Выбор оптимального количества сетевых ГРП .....	26
1.9 Трассировка газовых сетей в поселке городского типа .....	26
1.10 Гидравлический расчет распределительных сетей низкого давления .....	27
1.11 Гидравлический расчет сети среднего давления .....	65
1.12 Подбор газорегуляторных пунктов и газорегуляторной станции .....	70
2. Технология возведения инженерных сооружений .....	75
2.1 Подготовительные работы .....	75
2.2 Земляные работы .....	76
2.3 Монтаж газопроводов .....	77
2.4 Испытание газопроводов .....	78
2.5 Благоустройство трассы .....	79
2.6. Сдача объекта в эксплуатацию .....	79
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	81
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	82
ПРИЛОЖЕНИЕ А. Расчетная схема потокораспределения сети низкого давления .....	84

## ВВЕДЕНИЕ

В России газ является самым дешевым энергетическим ресурсом, который применяется в производственной сфере и поддерживает процессы экономической стабилизации, поэтому газовый комплекс России можно рассматривать в качестве ядра развития топливно-энергетического комплекса.

Газовая промышленность – самая важная составляющая российской экономики и мировой сети энергоснабжения. Россия – занимает первое место по производству природного газа, запасам и ресурсам.

Природный газ - это наиболее эффективный и экологически чистый вид топлива. Использование природного газа улучшает трудовые и бытовые условия населения, а также снижает загрязнение окружающей среды.

В данной бакалаврской работе представлены материалы по газификации п. Чунский, Чунского района Иркутской области, численность населения поселка 15930 человек. Газифицировать п. Чунский предполагается природным газом.

Благодаря техническим решениям, представленным в работе, газификация п. Чунский может вестись на современном технологическом уровне, решая при этом задачи газоснабжения населения и поддержания экологического баланса.

БР выполнена в соответствии с СП62.13330.2011 Газораспределительные системы. Актуализированная редакция СНиП 42-01-2002.

# 1 Газоснабжение

## 1.1 Общие сведения о газификации рабочего поселка

Поселок Чунский расположен в Чунском районе Иркутской области, численность населения поселка 15930 человек.

В поселке находится одна котельная по адресу ул. Пролетарская, 1а.

Газифицировать п.Чунский предполагается природным газом следующего состава горючих компонентов: метан – 95,1%, этан – 2,3%; пропан – 0,7%, бутан – 0,4%, пентан – 0,8%, диоксид углерода – 0,5%, азот + редкие газы – 0,2%.

Метеорологические условия:

- температура внутреннего воздуха отапливаемых зданий,  $t_{BH} = 22^{\circ}\text{C}$  [12];
- расчетная наружная для проектирования отопления,  $t_{P.O} = -39^{\circ}\text{C}$  [12];
- расчетная наружная для проектирования вентиляции,  $t_{P.B.} = -39^{\circ}\text{C}$  [12];
- средняя наружного воздуха за отопительный период,  $t_{CP.O} = -8,4^{\circ}\text{C}$  [12];
- продолжительность отопительного периода,  $n_0 = 248$  дня [12].

Исходные данные для газификации жилого сектора – таблица 1.

Таблица 1 – Исходные данные для газификации жилого сектора

Номер квартала	Число жителей (потребителей газа)	Площадь отапливаемых помещений автономной системой теплоснабжения, м <sup>2</sup>	Примечание
1	200	3900	
2	190	3700	
3	170	3560	
4	210	3940	
5	210	3940	
6	240	4000	
7	230	3980	
8	250	4050	
9	240	4000	
10	350	4460	
11	200	3900	
12	210	3940	

Продолжение таблицы 1

Номер квартала	Число жителей (потребителей газа)	Площадь отапливаемых помещений автономной системой теплоснабжения, м <sup>2</sup>	Примечание
13	230	3980	
14	220	3960	
15	210	3940	
16	240	4000	
17	220	3960	
18	250	4050	
19	290	4190	
20	270	4100	
21	240	4000	
22	230	3980	
23	230	3980	
24	240	4000	
25	250	4050	
26	240	4000	
27	280	4150	
28	290	4190	
29	310	4220	
30	320	4260	
31	230	3980	
32	240	4000	
33	240	4000	
34	200	3900	
35	290	4190	
36	300	4200	
37	260	4090	
38	270	4100	
39	280	4150	
40	320	4260	
41	210	3940	
42	170	3560	
43	150	3500	
44	160	3540	
45	220	3960	
46	230	4300	
47	220	4350	
48	240	4000	
49	230	3980	
50	750		ОВ и ГВС от котельной "Центральная"

Окончание таблицы 1

Номер квартала	Число жителей (потребителей газа)	Площадь отапливаемых помещений автономной системой теплоснабжения, м <sup>2</sup>	Примечание
51	750		ОВ и ГВС от котельной "Центральная"
52	240	4000	
53	750		ОВ и ГВС от котельной "Центральная"
54	750		ОВ и ГВС от котельной "Центральная"
55	230	3980	
56	240	4000	
57	250	4050	
58	250	4050	

Исходные данные для расчета потребления природного газа котельными.  
 Абонент котельная «Центральная» по адресу ул. Пролетарская 1а.  
 Вырабатываемая тепловая мощность 34,314 Гкал/ч и 116209 Гкал/г.

## 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> [16].

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

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

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

$\rho_i$  - плотность сгорания  $i$ -го компонента газа, кг/м<sup>3</sup> [16].

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

$$\nu_r = \mu_r / \rho_r, \quad (3)$$

где  $\mu_r$  - динамическая вязкость газа, Па·с;

$\rho_r$  - плотность газовой смеси, кг/м<sup>3</sup>, рассчитывается по формуле (28).

Динамическая вязкость газа, Па·с, определяется по формуле

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

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

$\mu_i$  - динамическая вязкость  $i$ -го компонента в газе при н.у, Па·с, принимается по таблице 2.

Таблица 2 - 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>

Газифицировать поселок Чунский предполагается природным газом следующего состава горючих компонентов: метан – 95,1%, этан – 2,3%; пропан – 0,7%, бутан – 0,4%, пентан – 0,8%, диоксид углерода – 0,5%, азот + редкие газы – 0,2%.

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

$$Q_H^p = \frac{95,1 \cdot 35840 + 2,3 \cdot 63730 + 0,7 \cdot 93370 + 0,4 \cdot 123770 + 0,8 \cdot 146340}{100} = 37870 \text{ кДж/м}^3.$$

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

$$\rho_r = \frac{95,1 \cdot 0,7168 + 2,3 \cdot 1,3566 + 0,7 \cdot 2,019 + 0,4 \cdot 2,703 + 0,8 \cdot 3,221}{100} + \frac{0,5 \cdot 1,9768 + 0,2 \cdot 1,2505}{100} = 0,776 \text{ кг/м}^3.$$

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

$$\mu_r = \frac{95,1 \cdot 101 \cdot 10^{-7} + 2,3 \cdot 86 \cdot 10^{-7} + 0,7 \cdot 75 \cdot 10^{-7} + 0,4 \cdot 68 \cdot 10^{-7}}{100} + \frac{0,8 \cdot 2830 \cdot 10^{-7} + 0,5 \cdot 165 \cdot 10^{-7} + 0,2 \cdot 137 \cdot 10^{-7}}{100} = 0,0000122 \text{ Па} \cdot \text{с}.$$

Кинематическая вязкость природного газа определяется по формуле (3) и составляет  $\nu_r = 0,0000122 / 0,776 = 0,0000158 \text{ м}^2/\text{с}$ .



### 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 поселка.

При расчете потребления газа в квартирах и частных домах на коммунально-бытовые нужды норма расхода теплоты отнесена к одному человеку в год. Годовой расход газа, млн м<sup>3</sup>/год, потребляемого жилыми зданиями, определяется по формуле

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

$q_o$  - укрупненный показатель максимального часового расхода теплоты на отопление жилых зданий, кДж/ч на 1 м<sup>2</sup> жилой площади [16]

$F$  - площадь рассматриваемых зданий, м<sup>2</sup>;

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

где  $Q_{O.B.}$  - годовой расход газа на отопление и вентиляцию жилых и общественных зданий, млн м<sup>3</sup>/год;

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

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

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

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

Расчет проведен по формуле (5) и сведен в таблицу 3. Низшая теплота сгорания сухого газа составляет  $Q_H^p = 37870$  кДж/м<sup>3</sup> – расчет раздел 1.2. Норма расхода газа на данный вид коммунальных услуг, кДж [16]

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	200	Приготовление пищи и горячей воды	10000	264,1	52,812
2	190	Приготовление пищи и горячей воды	10000	264,1	50,172
3	170	Приготовление пищи и горячей воды	10000	264,1	44,890
4	210	Приготовление пищи и горячей воды	10000	264,1	55,453

Продолжение таблицы 3

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>	
5	210	Приготовление пищи и горячей воды	10000	264,1	55,453
6	240	Приготовление пищи и горячей воды	10000	264,1	63,375
7	230	Приготовление пищи и горячей воды	10000	264,1	60,734
8	250	Приготовление пищи и горячей воды	10000	264,1	66,015
9	240	Приготовление пищи и горячей воды	10000	264,1	63,375
10	350	Приготовление пищи и горячей воды	10000	264,1	92,421
11	200	Приготовление пищи и горячей воды	10000	264,1	52,812
12	210	Приготовление пищи и горячей воды	10000	264,1	55,453
13	230	Приготовление пищи и горячей воды	10000	264,1	60,734
14	220	Приготовление пищи и горячей воды	10000	264,1	58,093
15	210	Приготовление пищи и горячей воды	10000	264,1	55,453
16	240	Приготовление пищи и горячей воды	10000	264,1	63,375
17	220	Приготовление пищи и горячей воды	10000	264,1	58,093
18	250	Приготовление пищи и горячей воды	10000	264,1	66,015
19	290	Приготовление пищи и горячей воды	10000	264,1	76,578
20	270	Приготовление пищи и горячей воды	10000	264,1	71,297
21	240	Приготовление пищи и горячей воды	10000	264,1	63,375
22	230	Приготовление пищи и горячей воды	10000	264,1	60,734
23	230	Приготовление пищи и горячей воды	10000	264,1	60,734

Продолжение таблицы 3

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>	
24	240	Приготовление пищи и горячей воды	10000	264,1	63,375
25	250	Приготовление пищи и горячей воды	10000	264,1	66,015
26	240	Приготовление пищи и горячей воды	10000	264,1	63,375
27	280	Приготовление пищи и горячей воды	10000	264,1	73,937
28	290	Приготовление пищи и горячей воды	10000	264,1	76,578
29	310	Приготовление пищи и горячей воды	10000	264,1	81,859
30	320	Приготовление пищи и горячей воды	10000	264,1	84,500
31	230	Приготовление пищи и горячей воды	10000	264,1	60,734
32	240	Приготовление пищи и горячей воды	10000	264,1	63,375
33	240	Приготовление пищи и горячей воды	10000	264,1	63,375
34	200	Приготовление пищи и горячей воды	10000	264,1	52,812
35	290	Приготовление пищи и горячей воды	10000	264,1	76,578
36	300	Приготовление пищи и горячей воды	10000	264,1	79,218
37	260	Приготовление пищи и горячей воды	10000	264,1	68,656
38	270	Приготовление пищи и горячей воды	10000	264,1	71,297
39	280	Приготовление пищи и горячей воды	10000	264,1	73,937
40	320	Приготовление пищи и горячей воды	10000	264,1	84,500
41	210	Приготовление пищи и горячей воды	10000	264,1	55,453
42	170	Приготовление пищи и горячей воды	10000	264,1	44,890
43	150	Приготовление пищи и горячей воды	10000	264,1	39,609

Окончание таблицы 3

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>	
44	160	Приготовление пищи и горячей воды	10000	264,1	42,250
45	220	Приготовление пищи и горячей воды	10000	264,1	58,093
46	230	Приготовление пищи и горячей воды	10000	264,1	60,734
47	220	Приготовление пищи и горячей воды	10000	264,1	58,093
48	240	Приготовление пищи и горячей воды	10000	264,1	63,375
49	230	Приготовление пищи и горячей воды	10000	264,1	60,734
50	750	Приготовление пищи	4100	108,3	81,199
51	750	Приготовление пищи	4100	108,3	81,199
52	240	Приготовление пищи и горячей воды	10000	264,1	63,375
53	750	Приготовление пищи	4100	108,3	81,199
54	750	Приготовление пищи	4100	108,3	81,199
55	230	Приготовление пищи и горячей воды	10000	264,1	60,734
56	240	Приготовление пищи и горячей воды	10000	264,1	63,375
57	250	Приготовление пищи и горячей воды	10000	264,1	66,015
58	250	Приготовление пищи и горячей воды	10000	264,1	66,015
Всего					3739,108

Из таблицы 3 видно, что годовой расход газа на коммунально-бытовые нужды составляет 3739,108 тыс. м<sup>3</sup>/год.

Расчет часового расхода газа на коммунально-бытовые нужды.

Расчет проведен по формуле (7) и сведен в таблицу 4. Годовой расход газа из таблицы 3. Число часов использования максимума, ч/год [16].

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	52,812	1800	29,3

Продолжение таблицы 4

Номер квартала	Годовой расход газа, млн м <sup>3</sup> /год	Число часов максимума	Часовой расход газа, м <sup>3</sup> /ч
2	50,172	1800	27,9
3	44,890	1800	24,9
4	55,453	1800	30,8
5	55,453	1800	30,8
6	63,375	1800	35,2
7	60,734	1800	33,7
8	66,015	1800	36,7
9	63,375	1800	35,2
10	92,421	1800	51,3
11	52,812	1800	29,3
12	55,453	1800	30,8
13	60,734	1800	33,7
14	58,093	1800	32,3
15	55,453	1800	30,8
16	63,375	1800	35,2
17	58,093	1800	32,3
18	66,015	1800	36,7
19	76,578	1800	42,5
20	71,297	1800	39,6
21	63,375	1800	35,2
22	60,734	1800	33,7
23	60,734	1800	33,7
24	63,375	1800	35,2
25	66,015	1800	36,7
26	63,375	1800	35,2
27	73,937	1800	41,1
28	76,578	1800	42,5
29	81,859	1800	45,5
30	84,500	1800	46,9
31	60,734	1800	33,7
32	63,375	1800	35,2
33	63,375	1800	35,2
34	52,812	1800	29,3
35	76,578	1800	42,5
36	79,218	1800	44,0
37	68,656	1800	38,1
38	71,297	1800	39,6
39	73,937	1800	41,1
40	84,500	1800	46,9
41	55,453	1800	30,8
42	44,890	1800	24,9
43	39,609	1800	22,0
44	42,250	1800	23,5
45	58,093	1800	32,3
46	60,734	1800	33,7
47	58,093	1800	32,3
48	63,375	1800	35,2

Окончание таблицы 4

Номер квартала	Годовой расход газа, млн м <sup>3</sup> /год	Число часов максимума	Часовой расход газа, м <sup>3</sup> /ч
49	60,734	1800	33,7
50	81,199	1800	45,1
51	81,199	1800	45,1
52	63,375	1800	35,2
53	81,199	1800	45,1
54	81,199	1800	45,1
55	60,734	1800	33,7
56	63,375	1800	35,2
57	66,015	1800	36,7
58	66,015	1800	36,7
			2076,6

Часовой расход газа на коммунально-бытовые нужды в п. Чунский по результатам расчета из таблицы 4 равен 2076,6 м<sup>3</sup>/ч.

Расчет годового расхода газа на нужды отопления и вентиляции.

Расчет проведен по формуле (б) и сведен в таблицу 5.

Исходные данные для расчета:

- раздел 1.1
- укрупненный показатель максимального часового расхода теплоты на отопление жилых зданий,  $g = 666$  кДж/ч на 1 м<sup>2</sup> жилой площади [16].

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
1	3900	343,279
2	3700	325,675
3	3560	313,352
4	3940	346,800
5	3940	346,800
6	4000	352,081
7	3980	350,321
8	4050	356,482
9	4000	352,081
10	4460	392,571
11	3900	343,279
12	3940	346,800
13	3980	350,321
14	3960	348,561
15	3940	346,800
16	4000	352,081



## Окончание таблицы 5

Номер квартала	Жилая площадь отапливаемых помещений частного сектора, м	Расход газа, тыс.м <sup>3</sup> /год
17	3960	348,561
18	4050	356,482
19	4190	368,805
20	4100	360,883
21	4000	352,081
22	3980	350,321
23	3980	350,321
24	4000	352,081
25	4050	356,482
26	4000	352,081
27	4150	365,284
28	4190	368,805
29	4220	371,446
30	4260	374,967
31	3980	350,321
32	4000	352,081
33	4000	352,081
34	3900	343,279
35	4190	368,805
36	4200	369,685
37	4090	360,003
38	4100	360,883
39	4150	365,284
40	4260	374,967
41	3940	346,800
42	3560	313,352
43	3500	308,071
44	3540	311,592
45	3960	348,561
46	4300	378,487
47	4350	382,888
48	4000	352,081
49	3980	350,321
52	4000	352,081
55	3980	350,321
56	4000	352,081
57	4050	356,482
58	4050	356,482
Всего		19052,873

Из таблицы 5 видно, что годовой расход газа на нужды отопления и вентиляции составляет 19052,873 тыс.м<sup>3</sup>/год.

Расчет часового расхода газа на нужды отопления и вентиляции.

Расчет проведен по формуле (8) и сведен в таблицу 6. Годовой расход газа из таблицы 5.

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

$$m_{ос} = 248 \left( 24(1 + 0,25) \frac{22 - (-8,4)}{22 - (-39)} + 16 \cdot 0,25 \cdot 0,6 \frac{22 - (-8,4)}{22 - (-39)} \right) = 4004 \text{ ч/год}$$

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

Номер квартала	Годовой расход газа, тыс.м <sup>3</sup> /год	Число часов максимума	Часовой расход газа, м <sup>3</sup> /ч
1	343,279	4004	85,7
2	325,675	4004	81,3
3	313,352	4004	78,3
4	346,800	4004	86,6
5	346,800	4004	86,6
6	352,081	4004	87,9
7	350,321	4004	87,5
8	356,482	4004	89,0
9	352,081	4004	87,9
10	392,571	4004	98,0
11	343,279	4004	85,7
12	346,800	4004	86,6
13	350,321	4004	87,5
14	348,561	4004	87,1
15	346,800	4004	86,6
16	352,081	4004	87,9
17	348,561	4004	87,1
18	356,482	4004	89,0
19	368,805	4004	92,1
20	360,883	4004	90,1
21	352,081	4004	87,9
22	350,321	4004	87,5
23	350,321	4004	87,5
24	352,081	4004	87,9
25	356,482	4004	89,0
26	352,081	4004	87,9
27	365,284	4004	91,2

## Окончание таблицы 6

Номер квартала	Годовой расход газа, тыс.м <sup>3</sup> /год	Число часов максимума	Часовой расход газа, м <sup>3</sup> /ч
28	368,805	4004	92,1
29	371,446	4004	92,8
30	374,967	4004	93,6
31	350,321	4004	87,5
32	352,081	4004	87,9
33	352,081	4004	87,9
34	343,279	4004	85,7
35	368,805	4004	92,1
36	369,685	4004	92,3
37	360,003	4004	89,9
38	360,883	4004	90,1
39	365,284	4004	91,2
40	374,967	4004	93,6
41	346,800	4004	86,6
42	313,352	4004	78,3
43	308,071	4004	76,9
44	311,592	4004	77,8
45	348,561	4004	87,1
46	378,487	4004	94,5
47	382,888	4004	95,6
48	352,081	4004	87,9
49	350,321	4004	87,5
52	352,081	4004	87,9
55	350,321	4004	87,5
56	352,081	4004	87,9
57	356,482	4004	89,0
58	356,482	4004	89,0
			4757,6

Часовой расход газа на нужды отопления и вентиляции в п. Чунский по результатам расчета из таблицы 6 равен 4757,6 м<sup>3</sup>/ч.

Расчет годового расхода газа потребителями, расположенными в жилой зоне п. Чунский.

Расчет сведен в таблицу 7. Исходные данные: таблицы 3 и 5.

Таблица 7 – Расчет годового расхода газа потребителями, расположенными в п. Чунский

Номер квартала	Расход газа, тыс.м <sup>3</sup> /год		
	на коммунально-бытовые нужды	на отопление и вентиляцию	всего
1	52,812	343,279	396,091
2	50,172	325,675	375,847

Продолжение таблицы 7

Номер квартала	Расход газа, тыс.м <sup>3</sup> /год		
	на коммунально-бытовые нужды	на отопление и вентиляцию	всего
3	44,890	313,352	358,242
4	55,453	346,800	402,253
5	55,453	346,800	402,253
6	63,375	352,081	415,456
7	60,734	350,321	411,055
8	66,015	356,482	422,497
9	63,375	352,081	415,456
10	92,421	392,571	484,992
11	52,812	343,279	396,091
12	55,453	346,800	402,253
13	60,734	350,321	411,055
14	58,093	348,561	406,654
15	55,453	346,800	402,253
16	63,375	352,081	415,456
17	58,093	348,561	406,654
18	66,015	356,482	422,497
19	76,578	368,805	445,383
20	71,297	360,883	432,180
21	63,375	352,081	415,456
22	60,734	350,321	411,055
23	60,734	350,321	411,055
24	63,375	352,081	415,456
25	66,015	356,482	422,497
26	63,375	352,081	415,456
27	73,937	365,284	439,221
28	76,578	368,805	445,383
29	81,859	371,446	453,305
30	84,500	374,967	459,467
31	60,734	350,321	411,055
32	63,375	352,081	415,456
33	63,375	352,081	415,456
34	52,812	343,279	396,091
35	76,578	368,805	445,383
36	79,218	369,685	448,903
37	68,656	360,003	428,659
38	71,297	360,883	432,180
39	73,937	365,284	439,221
40	84,500	374,967	459,467
41	55,453	346,800	402,253
42	44,890	313,352	358,242
43	39,609	308,071	347,680
44	42,250	311,592	353,842

## Окончание таблицы 7

Номер квартала	Расход газа, тыс.м <sup>3</sup> /год		
	на коммунально-бытовые нужды	на отопление и вентиляцию	всего
45	58,093	348,561	406,654
46	60,734	378,487	439,221
47	58,093	382,888	440,981
48	63,375	352,081	415,456
49	60,734	350,321	411,055
50	81,199	-	81,199
51	81,199	-	81,199
52	63,375	352,081	415,456
53	81,199	-	81,199
54	81,199	-	81,199
55	60,734	350,321	411,055
56	63,375	352,081	415,456
57	66,015	356,482	422,497
58	66,015	356,482	422,497
Всего	3739,108	19052,873	22791,981

Годовой расход природного газа потребителями, расположенными в п. Чунский составляет 22791,981тыс.м<sup>3</sup>/год.

Расчет часового расхода газа потребителями, расположенными в жилой зоне п. Чунский.

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

Таблица 8 – Расчет часового расхода газа потребителями, расположенными в п. Чунский

Номер квартала	Расход газа, м <sup>3</sup> /ч		
	на коммунально-бытовые нужды	на отопление и вентиляцию	всего
1	29,3	85,7	115,0
2	27,9	81,3	109,2
3	24,9	78,3	103,2
4	30,8	86,6	117,4
5	30,8	86,6	117,4
6	35,2	87,9	123,1
7	33,7	87,5	121,2
8	36,7	89,0	125,7
9	35,2	87,9	123,1
10	51,3	98,0	149,3
11	29,3	85,7	115,0
12	30,8	86,6	117,4

Продолжение таблицы 8

Номер квартала	Расход газа, м <sup>3</sup> /ч		
	на коммунально-бытовые нужды	на отопление и вентиляцию	всего
13	33,7	87,5	121,2
14	32,3	87,1	119,4
15	30,8	86,6	117,4
16	35,2	87,9	123,1
17	32,3	87,1	119,4
18	36,7	89,0	125,7
19	42,5	92,1	134,6
20	39,6	90,1	129,7
21	35,2	87,9	123,1
22	33,7	87,5	121,2
23	33,7	87,5	121,2
24	35,2	87,9	123,1
25	36,7	89,0	125,7
26	35,2	87,9	123,1
27	41,1	91,2	132,3
28	42,5	92,1	134,6
29	45,5	92,8	138,3
30	46,9	93,6	140,5
31	33,7	87,5	121,2
32	35,2	87,9	123,1
33	35,2	87,9	123,1
34	29,3	85,7	115,0
35	42,5	92,1	134,6
36	44,0	92,3	136,3
37	38,1	89,9	128,0
38	39,6	90,1	129,7
39	41,1	91,2	132,3
40	46,9	93,6	140,5
41	30,8	86,6	117,4
42	24,9	78,3	103,2
43	22,0	76,9	98,9
44	23,5	77,8	101,3
45	32,3	87,1	119,4
46	33,7	94,5	128,2
47	32,3	95,6	127,9
48	35,2	87,9	123,1
49	33,7	87,5	121,2
50	45,1	-	45,1

Окончание таблицы 8

Номер квартала	Расход газа, м <sup>3</sup> /ч		
	на коммунально-бытовые нужды	на отопление и вентиляцию	всего
51	45,1	-	45,1
52	35,2	87,9	123,1
53	45,1	-	45,1
54	45,1	-	45,1
55	33,7	87,5	121,2
56	35,2	87,9	123,1
57	36,7	89,0	125,7
58	36,7	89,0	125,7
Всего	2076,600	4757,600	6834,200

Часовой расход природного газа потребителями, расположенными в п. Чунский составляет 6834,2 м<sup>3</sup>/ч.

#### 1.4 Расчет потребления газа котельными поселка городского типа

Тепловая энергия, идущая на нужды населения, вырабатывается в котлах малой мощности, установленных в котельной, расположенной в поселке. Исходные данные к расчету приведены в разделе 1.2.

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

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

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

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

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 годового расхода газа в целом по котельной, тыс. м<sup>3</sup>/год, определяется по формуле (10) и составляет

$$Q_{\text{год}} = \frac{4,187 \cdot 116209}{37870 \cdot (80 / 100)} = 16060,44 \text{ тыс. м}^3/\text{год}.$$

Требуемый часовой расход газа на котельную, м<sup>3</sup>/ч, определяется по формуле (11) и составляет

$$Q_{\text{ч}} = \frac{4187 \cdot 34314}{37870 \cdot (80 / 100)} \cdot 10^3 = 4742,3 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Для газоснабжения котельной поселка Чунский требуется 16060,44 тыс.м<sup>3</sup>/год газа.

### 1.5 Расчет потребления газа промышленными объектами (ЛЗК)

Для выработки пара при работе сушильных камер по заявке предприятия требуется 120 м<sup>3</sup>/ч газа (принято для 6 камер-2 котла производительностью 3 т пара в час).

Годовой расход газа, тыс. м<sup>3</sup>/ч, определяем по формуле

$$Q_{\text{год}}^X = \frac{q_{\text{ч}} \cdot t}{1000}, \quad (12)$$

где  $q_{\text{ч}}$  – часовой расход газа предприятием, м<sup>3</sup>/ч;

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



$$Q_{\text{Год}}^x = \frac{120 \cdot 5400}{1000} = 648 \text{ тыс. м}^3/\text{Год}$$

## 1.6 Определение суммарного расхода газа для газоснабжения населенного пункта

На основании расчетов в разделах 1.2 – 1.5 данные о расходах газа по видам потребления приведены в таблице 9.

Таблица 9 – Расход газа по видам потребления в п. Чунский

Наименование абонента	Часовой расход газа, м <sup>3</sup> /ч	Расход газа тыс.м <sup>3</sup> /год
КБП население	2076,6	3739,108
ОВ население	4757,6	19052,873
Население	6834,2	22791,981
Котельная "Центральная"	4742,3	16060,440
ЛЗК	120,0	648,000
Всего	11696,5	39500,421

## 1.7 Принципиальная схема газоснабжения населенного пункта

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

Система состоит из тупиковой сети среднего давления, запитанной от ГРС, которую предполагается разместить на востоке от поселка. В поселке запроектирована одна комбинированная сеть низкого давления.

Сеть низкого давления состоит из 8 колец и 12 тупиковых ответвлений, присоединяется к сети среднего давления при помощи 3 сетевых ГРП.

Котельная запитывается от сети среднего давления.

## **1.8 Выбор оптимального количества сетевых ГРП**

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

## **1.9 Трассировка газовых сетей в поселке городского типа**

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

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

Вводы газопроводов в жилые дома предусматриваются в нежилые помещения, доступные для осмотра и ремонта газовых систем. Целесообразно вводы газопроводов в общественные и жилые здания осуществлять непосредственно в помещения, где установлены газовые приборы. Вводы не должны проходить через фундаменты и под фундаментами зданий.

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

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

Надземные газопроводы прокладываются на негорючих опорах или по стенам зданий.

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

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

#### **1.10 Гидравлический расчет распределительных сетей низкого давления**

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

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

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

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

На четвертом этапе определяются диаметры газопроводов закольцованной части газовой сети.

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

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

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

При движении газа по трубопроводам происходит постепенное снижение первоначального давления за счет преодоления сил трения и местных сопротивлений, которые определяются по формуле

$$\Delta p = \Delta p_{TP} + \Delta p_{M.C.}, \text{ Па}, \quad (13)$$

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

$$w = V / F, \text{ м/с}, \quad (14)$$

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

$$\text{Re} = \frac{w \cdot D}{\nu}, \quad (15)$$

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

$D$  - внутренний диаметр газопровода, м;

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

При  $\text{Re} < 2000$  в газопроводах газ движется в режиме ламинарного течения, а при  $\text{Re} > 4000$  в режиме турбулентного течения. При  $2000 > \text{Re} > 4000$  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

$$p_H - p_K = 626,1 \cdot \lambda \frac{V^2}{d^5} \rho l, \text{ Па}, \quad (16)$$

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 (17), используются объемный расход газа, выраженный в м<sup>3</sup>/ч, и внутренний диаметр газопровода, выраженный в см, подставляя эти значения в формулу (16), получаем формулу критерия Рейнольдса для этих расчетных величин

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

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

$d$  - внутренний диаметр газопровода, см;

$\nu$  - 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:

$$\text{Re} \left( \frac{k}{d} \right) < 23, \quad (18)$$

где  $\text{Re}$  – 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 ( $\text{Re} < 2000$ ) по формуле Стокса

$$\lambda = \frac{64}{\text{Re}}, \quad (19)$$

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

$$\lambda = 0,0025 \cdot \sqrt[3]{\text{Re}}, \quad (20)$$

- для турбулентного режима движения газа ( $\text{Re} > 4000$ ) безразмерный коэффициент гидравлического трения для гидравлически гладкой стенки при

$Re\left(\frac{k}{d}\right) < 23$ , определяется при  $4000 < Re < 100000$  по формуле Блазиуса (22) и при  $Re > 100000$  формуле Альтшуля (23)

$$\lambda = \frac{0,3165}{Re^{0,25}}, \quad (21)$$

$$\lambda = \frac{1}{(1,821 \lg Re - 1,64)^2}, \quad (22)$$

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

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

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

$$\Delta = \frac{\sum \Delta P}{0,5 / \sum \Delta P} 100\%, \quad (24)$$

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 (17), потери давления в местных сопротивлениях в распределительных газопроводах большой протяженности принимают равными 10 % от последних независимо от материала труб. Таким образом, общие потери давления на отдельно взятом участке газовой сети можно охарактеризовать формулой

$$\Delta P = 1,1 \cdot 626,1 \cdot \lambda \frac{Q_P^2}{d^5} \rho l, \text{ Па}, \quad (25)$$

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 (20-24) 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 откорректированного расхода газа на каждом участке, необходимо знать поправочный круговой расход в кольце. Для этого необходимо вычислить величину зависимости потерь давления и расхода на участках -  $\Delta P/Q_P$ , где  $\Delta P$  - потери давления на участке, Па;  $Q_P$  – расчетный расход газа на участке, м<sup>3</sup>/ч.

Первый поправочный круговой расход рассчитывается по формуле



$$\Delta Q_{K_i}^1 = -\frac{\sum \Delta P}{1,75 \sum \frac{\Delta P}{Q_P}}, \text{ м}^3/\text{ч}, \quad (26)$$

где  $\Delta Q_K^1$  - 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

$$\Delta Q_{K_1} = \Delta Q_{K_1}^1 + \frac{\sum ((\Delta P / Q_P)_n \Delta Q_{K_n}^1)}{\sum (\Delta P / Q_P)_1}, \text{ м}^3/\text{ч}, \quad (27)$$

где  $\Delta Q_K$  - 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

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

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

$$Q_P^II = Q_P + Q_{уч}, \text{ м}^3/\text{ч}, \quad (29)$$

где  $Q_P^II$  - расчетный расход газа на участке кольца с учетом поправочного расхода, м<sup>3</sup>/ч;

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

$Q_{уч}$  - поправочный круговой расход на участке кольца, м<sup>3</sup>/ч.

Поправочный круговой расход на участке кольца определяется по формуле

$$Q_{уч} = Q_{K_i} - Q_{K_n}, \text{ м}^3/\text{ч}, \quad (30)$$

где  $Q_{уч}$  - поправочный круговой расход на участке кольца, м<sup>3</sup>/ч;

$Q_{K_i}$  - поправочный круговой расход в рассчитываемом кольце, м<sup>3</sup>/ч;

$Q_{K_n}$  - поправочный круговой расход в соседнем кольце, м<sup>3</sup>/ч, для участков, обслуживающих одно кольцо  $Q_{K_n} = 0$ .

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

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

$$d_p = \sqrt[n]{\frac{AB\rho Q_p^m}{\Delta P_{уд}}}, \text{ см,} \quad (31)$$

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

$$\Delta P_{уд} = \frac{\Delta P_{доп}}{1,1L}, \text{ Па/м,} \quad (32)$$

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

$$d_k = k \cdot \frac{\sum (d_p \cdot l)_{уч}}{\sum l_{уч}}, \text{ см,} \quad (33)$$

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, примыкающим 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

$$Q_P = Q_T + k \cdot Q_{II}, \text{ м}^3/\text{ч}, \quad (34)$$

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

$$Q_{II} = g_{уд} l, \text{ м}^3/\text{ч}, \quad (35)$$

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

$$g_{уд} = Q_i / l_i, \text{ м}^3/\text{ч}\cdot\text{м}, \quad (36)$$

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

$$Q_{T_i} = \sum (Q_{T_{i+1}} + Q_{II_{i+1}}), \text{ м}^3/\text{ч}, \quad (37)$$

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, м<sup>3</sup>/ч;

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

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

Расчет удельного путевого расхода газа питающих контуров (секторов) проведен по формуле (36) и сведен в таблицу 10.

Таблица 10 - 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	34	115	491,4	2360	0,2082
	35	134,6			
	40	140,5			
	44	101,3			
Контур №2	22	121,2	629,4	1825	0,3449
	24	123,1			
	27	132,3			
	32	123,1			
	38	129,7			
Контур №3	42	103,2	354,2	1760	0,2013
	47	127,9			
	48	123,1			
Контур №4	4	117,4	865,4	2455	0,3525
	5	117,4			
	7	121,2			
	8	125,7			
	10	149,3			
	11	115			
	14	119,4			
Контур №5	19	134,6	654,3	2370	0,2761
	20	129,7			
	28	134,6			
	33	123,1			
	39	132,3			

Окончание таблицы 10

Номер контура	Квартал	Расход газа в	Длина	Удельный
---------------	---------	---------------	-------	----------

(сектора)	номер	расход газа, м <sup>3</sup> /ч	питающем контуре (секторе), м <sup>3</sup> /ч	питающего контура (сектора), м	путевой расход газа питающего контура, м <sup>3</sup> /ч·м
Контур №6	43	98,9	343,2	2340	0,1467
	49	121,2			
	52	123,1			
Контур №7	50	45,1	180,4	3250	0,0555
	51	45,1			
	53	45,1			
	54	45,1			
Контур №8	21	123,1	616,6	1945	0,3170
	23	121,2			
	26	123,1			
	31	121,2			
	37	128			
Сектор №1	1	115	115	1360	0,0846
Сектор №2	2	109,2	212,4	740	0,2870
	3	103,2			
Сектор №3	6	123,1	246,2	470	0,5238
	9	123,1			
Сектор №4	12	117,4	234,8	560	0,4193
	15	117,4			
Сектор №5	13	121,2	244,3	140	1,745
	16	123,1			
Сектор №6	29	138,3	278,8	1475	0,1890
	30	140,5			
Сектор №7	36	136,3	136,3	590	0,2310
Сектор №8	58	125,7	125,7	990	0,1269
Сектор №9	57	125,7	125,7	1120	0,1122
Сектор №10	56	123,1	123,1	1040	0,1184
Сектор №11	55	121,2	121,2	830	0,1460
Сектор №12	46	128,2	128,2	790	0,1623
Сектор №13	41	117,4	236,8	920	0,2574
	45	119,4			
Сектор №14	25	125,7	125,7	640	0,1964
Сектор №15	17	119,4	245,1	880	0,2785
	18	125,7			

Расчет путевого расхода газа в распределительных газопроводах низкого давления проведен по формуле (35) и сведен в таблицу 11.

Таблица 11 - Расчет путевого расхода газа

Номер участка	Длина участка, м	Номер контура (сектора) обслуживаемым участком	Удельный путевой расход газа на участке, м <sup>3</sup> /ч·м	Путевой расход газа, м <sup>3</sup> /ч
1-2	140	Контур №1	0,2082	29,2
2-3	130	Контур №1, Контур №7	0,2082+0,0555=0,2637	34,3
3-4	280	Контур №1, Контур №7	0,2082+0,0551=0,2637	73,8
4-5	260	Контур №1, Контур №7	0,2082+0,0551=0,2637	68,6
5-6	120	Контур №1, Контур №6	0,2082+0,1467=0,3549	42,6
6-7	140	Контур №1, Контур №6	0,2082+0,1467=0,3549	49,7
7-8	120	Контур №1, Контур №5	0,2082+0,2761=0,4843	58,1
8-9	150	Контур №1, Контур №5	0,2082+0,2761=0,4843	72,6
9-10	320	Контур №1	0,2082	66,6
10-11	350	Контур №1, Сектор №6	0,2082+0,1890=0,3972	139,0
11-12	150	Контур №1, Сектор №7	0,2082+0,2310=0,4392	65,9
1-12	200	Контур №1, Сектор №7	0,2082+0,2310=0,4392	87,8
13-14	240	Контур №2, Контур №8	0,3449+0,3170=0,6619	158,9
14-15	130	Контур №2, Контур №8	0,3449+0,3170=0,6619	86,0
15-16	165	Контур №2, Контур №8	0,3449+0,3170=0,6619	109,2
16-17	190	Контур №2, Сектор №15	0,3449+0,2785=0,6234	118,4
17-18	200	Контур №2, Сектор №15	0,3449+0,2785=0,6234	124,7
18-19	270	Контур №2, Контур №5	0,3449+0,2761=0,6209	167,7
19-20	130	Контур №2, Контур №5	0,3449+0,2761=0,6209	80,7
20-21	130	Контур №2, Контур №5	0,3449+0,2761=0,6209	80,7
13-21	370	Контур №2, Контур №3	0,3449+0,2013=0,5461	127,6
21-22	160	Контур №3, Контур №6	0,2013+0,1467=0,3479	23,5
22-23	210	Контур №3, Контур №6	0,2013+0,1467=0,3479	30,8
23-24	200	Контур №3, Контур №6	0,2013+0,1467=0,3479	69,6
24-25	160	Контур №3, Контур №6	0,2013+0,1467=0,3479	55,7
25-26	200	Контур №3, Сектор №11	0,2013+0,1460=0,3473	69,5
26-27	200	Контур №3, Сектор №11	0,2013+0,1460=0,3473	69,5
27-28	150	Контур №3, Сектор №11	0,2013+0,1460=0,3473	52,1
28-29	200	Контур №3, Сектор №12	0,2013+0,1623=0,3635	72,7
29-30	240	Контур №3, Сектор №12	0,2013+0,1623=0,3635	87,2
30-31	170	Контур №3, Сектор №13	0,2013+0,2574=0,4584	78,0
13-31	240	Контур №3, Контур №8	0,2013+0,3170=0,5183	124,4
32-33	110	Контур №4, Сектор №1	0,3525+0,0846=0,4371	48,1
33-34	140	Контур №4, Сектор №1	0,3525+0,0846=0,4371	61,2
34-35	220	Контур №4, Сектор №2	0,3525+0,2870=0,6395	140,7
35-36	240	Контур №4, Сектор №2	0,3525+0,2870=0,6395	153,5
36-37	280	Контур №4, Сектор №2	0,3525+0,2870=0,6395	179,1
37-38	100	Контур №4, Сектор №3	0,3525+0,5238=0,8763	87,6
38-39	100	Контур №4, Сектор №3	0,3525+0,5238=0,8763	87,6
39-40	110	Контур №4, Сектор №4	0,3525+0,4193=0,7718	84,9
40-41	110	Контур №4, Сектор №4	0,3525+0,4193=0,7718	84,9
41-42	130	Контур №4	0,3525	45,8

Продолжение таблицы 11



Номер участка	Длина участка, м	Номер контура (сектора) обслуживаемым участком	Удельный путевой расход газа на участке, м <sup>3</sup> /ч·м	Путевой расход газа, м <sup>3</sup> /ч
42-43	150	Контур №4, Сектор №6	0,3525+0,1890=0,5415	81,2
43-44	155	Контур №4, Сектор №6	0,3525+0,1890=0,5415	83,9
44-45	200	Контур №4, Сектор №6	0,3525+0,1890=0,5415	108,3
45-46	280	Контур №4, Контур №5	0,3525+0,2761=6286	176,0
32-46	130	Контур №4, Сектор №1	0,3525+0,0846=0,4371	56,8
7-21	380	Контур №5, Контур №6	0,2761+0,1467=0,4227	160,6
18-47	130	Контур №5, Сектор №15	0,2761+0,2785=0,5546	72,1
47-48	120	Контур №5	0,2761	33,1
48-49	170	Контур №5, Сектор №1	0,2761+0,0846=0,3606	61,3
46-49	250	Контур №5, Сектор №1	0,2761+0,0846=0,3606	90,2
9-45	240	Контур №5	0,2761	66,3
5-50	230	Контур №6, Контур №7	0,1467+0,0556=0,2022	46,5
50-51	260	Контур №6, Контур №7	0,1467+0,0556=0,2022	52,6
51-52	230	Контур №6, Сектор №10	0,1467+0,1184=0,2650	61,0
25-52	250	Контур №6, Сектор №10	0,1467+0,1184=0,2650	66,3
2-53	230	Контур №7	0,0556	12,8
53-54	260	Контур №7	0,0556	14,4
54-55	280	Контур №7	0,0556	15,5
55-56	200	Контур №7	0,0556	11,1
56-57	160	Контур №7	0,0556	8,9
57-58	200	Контур №7, Сектор №8	0,0556+0,1269=0,1825	36,5
58-59	210	Контур №7, Сектор №8	0,0556+0,1269=0,1825	38,3
59-60	160	Контур №7, Сектор №9	0,0556+0,1122=0,1677	26,8
51-60	390	Контур №7, Сектор №9	0,0556+0,1122=0,1677	65,4
31-61	190	Контур №8, Сектор №13	0,3170+0,2574=0,5744	109,1
61-62	200	Контур №8, Сектор №14	0,3170+0,1964=0,5134	102,7
62-63	230	Контур №8, Сектор №14	0,3170+0,1964=0,5134	118,1
63-64	190	Контур №8	0,3170	60,2
16-64	360	Контур №8, Сектор №15	0,3170+0,2785=0,5955	214,4
48-65	390	Сектор №1	0,0846	33,0
34-66	170	Сектор №1	0,0846	14,4
39-64	270	Сектор №3, Сектор №4	0,5238+0,4193=0,9431	254,6
64-68	70	Сектор №4, Сектор №5	0,4193+1,745=2,1643	151,5
64-67	70	Сектор №5	1,745	122,2
11-70	240	Сектор №6, Сектор №7	0,1890+0,2310=0,4200	100,8
42-69	380	Сектор №6	0,1890	71,8
59-72	290	Сектор №8, Сектор №9	0,1269+0,1122=0,2392	69,4
57-71	290	Сектор №8	0,1269	36,8
51-73	280	Сектор №9, Сектор №10	0,1122+0,1184=0,2306	64,6
25-74	280	Сектор №10, Сектор №11	0,1184+0,1460=2644	74,0
30-75	350	Сектор №12, Сектор №13	0,1623+0,2574=4197	146,9

## Окончание таблицы 11

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
61-76	210	Сектор №13, Сектор №14	0,2574+0,1964=0,4538	95,3
33-ЛЗК	70			120

Расчет транзитного расхода газа в распределительных газопроводах низкого давления проведен по формуле (38) и сведен в таблицу 12.

Таблица 12 - Расчет транзитного расхода газа

Номер участка а	Путь расход газа, м <sup>3</sup> /ч	Номер участка для определения транзитного расхода газа (котельной)	К <sub>д</sub>	Транзитный расход газа, м <sup>3</sup> /ч
1-2	29,2	2-3, 2-53		34,3+473+12,8+257,8=777,9
2-3	34,3	3-4		73,8+399,2=473
3-4	73,8	4-5		68,6+330,26=399,2
4-5	68,6	5-6, 5-50		42,6+46,5+241,5=330,6
5-6	42,6	нет		-
6-7	49,7	нет		-
7-8	58,1	нет		-
8-9	72,6	нет		-
9-10	66,6	8-9, 9-45		72,6+66,3+196=334,9
10-11	139,0	9-10		66,6+334,9=401,5
11-12	65,9	10-11, 11-70		139+401,5+100,8=641,3
1-12	87,8	11-12		65,9+641,3=707,2
13-14	158,9	14-15		86+502,3=588,3
14-15	86,0	15-16		109,2+393,1=502,3
15-16	109,2	16-17, 16-64		118,4+214,4+60,2=393,1
16-17	118,4	нет		-
17-18	124,7	нет		-
18-19	167,7	0,5(17-18)		0,5(124,7)=62,3
19-20	80,7	18-19		167,7+62,3=230
20-21	80,7	19-20		80,7+230=310,7
13-21	127,6	20-21, 21-22, 7-21		80,7+310,7+23,5+435,2+160,6+107,8=1118,6
21-22	23,5	22-23		30,8+404,4=435,2
22-23	30,8	23-24		69,6+334,9=404,4
23-24	69,6	24-25		55,7+279,2=334,9
24-25	55,7	25-52, 25-74, 25-26		66,3+74+69,5+69,5=279,2
25-26	69,5	26-27		69,5
26-27	69,5	нет		-

Продолжение таблицы 12

Номер участка	Путевой расход газа, м <sup>3</sup> /ч	Номер участка для определения транзитного расхода газа (котельной)	К <sub>д</sub>	Транзитный расход газа, м <sup>3</sup> /ч
27-28	52,1	нет		-
28-29	72,7	27-28		52,1
29-30	87,2	28-29		72,7+52,1=124,8
30-31	78,0	29-30, 30-75		87,2+124,8+146,9=358,9
13-31	124,4	30-31, 31-61		78+358,9+109,1+316,1=862,1
32-33	48,1	33-34, 33-ЛЗК		61,2+927+120=1108,2
33-34	61,2	34-35, 34-66		140,7+772+14,4=927
34-35	140,7	35-36		153,5+618,5=772
35-36	153,5	36-37		179,1+439,4=618,5
36-37	179,1	37-38		87,6+351,8=439,4
37-38	87,6	38-39		87,6+264,1=351,8
38-39	87,6	0,5(39-64)		0,5(254,6+273,7)=264,1
39-40	84,9	0,5(39-64)		0,5(254,6+273,7)=264,1
40-41	84,9	39-40		84,9+264,1=349
41-42	45,8	40-41		84,9+349=433,9
42-43	81,2	41-42, 42-69		45,8+433,9+71,8=551,6
43-44	83,9	42-43		81,2+551,6=632,8
44-45	108,3	43-44		83,9+632,8=716,8
45-46	176,0	(44-45)	0,7625	К <sub>д</sub> (108,3+716,8)=629,1
32-46	56,8	45-46, 46-49		176+629,1+90,2+261,9=1157,1
7-21	160,6	6-7, 7-8		49,7+58,1=107,8
18-47	72,1	0,5(17-18)		0,5(124,7)=62,3
47-48	33,1	18-47		72,1+62,3=134,4
48-49	61,3	47-48, 48-65		33,1+134,4+33=200,5
46-49	90,2	48-49		61,3+200,5=261,9
9-45	66,3	(44-45)	0,2375	К <sub>д</sub> (108,3+716,8)=196
5-50	46,5	50-51		52,6+188,9=241,5
50-51	52,6	51-52, 51-60, 51-73		61+65,4+2+=188,9
51-52	61,0			2,0
25-52	66,3	нет		-
2-53	12,8	53-54		14,4+243,4=257,8
53-54	14,4	54-55		15,5+227,8=243,4
54-55	15,5	55-56		11,1+216,7=227,8
55-56	11,1	56-57		8,9+207,8=216,7
56-57	8,9	57-58, 57-71		36,5+134,5+36,8=207,8
57-58	36,5	58-59		38,3+96,2=134,5
58-59	38,3	59-72, 59-60		69,4+26,8=96,2
59-60	26,8	нет		-
51-60	65,4	нет		-
31-61	109,1	61-62, 61-76		102,7+118,1+95,3=316,1
61-62	102,7	62-63		118,1

## Окончание таблицы 12

Номер участка	Путевой расход газа, м <sup>3</sup> /ч	Номер участка для определения транзитного расхода газа (котельной)	К <sub>д</sub>	Транзитный расход газа, м <sup>3</sup> /ч
62-63	118,1	нет		-
63-64	60,2	нет		-
16-64	214,4	63-64		60,2
48-65	33,0	нет		-
34-66	14,4	нет		-
39-64	254,6	64-67, 64-68		122,2+151,5=273,7
64-68	151,5	нет		-
64-67	122,2	нет		-
11-70	100,8	нет		-
42-69	71,8	нет		-
59-72	69,4	нет		-
57-71	36,8	нет		-
51-73	64,6	нет		-
25-74	74,0	нет		-
30-75	146,9	нет		-
61-76	95,3	нет		-
33-ЛЗК	120	нет		-

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

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

$$Q_p = k_{\Pi} \cdot Q_{\Pi} + (k_d Q_T), \text{ м}^3/\text{ч}, \quad (39)$$

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

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

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

$Q_{П}$  - путевой расход газа на участке, м<sup>3</sup>/ч.

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

Согласно схеме распределения потоков газа, приведенной в приложении А, мною разработана компьютерная математическая модель работы газовой сети. На основании этой модели произведен расчет расчетного расхода газа в распределительных газопроводах низкого давления, расчет сведен в таблицу 13.

Таблица 13 - Определение расчетного расхода газа

Номер участка	Путевой расход газа, м <sup>3</sup> /ч	$k_{П}$	Транзитный расход газа, м <sup>3</sup> /ч	Расчетный расход газа, м <sup>3</sup> /ч
1-2	29,2	0,55	777,9	793,9
2-3	34,3	0,55	473,0	491,9
3-4	73,8	0,55	399,2	439,8
4-5	68,6	0,55	330,6	368,3
5-6	42,6	0,55	0,0	23,4
6-7	49,7	0,55	0,0	27,3
7-8	58,1	0,55	0,0	32,0
8-9	72,6	0,55	0,0	40,0
9-10	66,6	0,55	334,9	371,5
10-11	139,0	0,55	401,5	478,0
11-12	65,9	0,55	641,3	677,6
1-12	87,8	0,55	707,2	755,5
13-14	158,9	0,55	588,3	675,7
14-15	86,0	0,55	502,3	549,6
15-16	109,2	0,55	393,1	453,1
16-17	118,4	0,55	-	65,1
17-18	124,7	0,55	-	68,6
18-19	167,7	0,55	62,3	154,6
19-20	80,7	0,55	230,0	274,4
20-21	80,7	0,55	310,7	355,1
13-21	127,6	0,55	1118,6	1188,8
21-22	23,5	0,55	435,2	448,2
22-23	30,8	0,55	404,4	421,4
23-24	69,6	0,55	334,9	373,1
24-25	55,7	0,55	279,2	309,8
25-26	69,5	0,55	69,5	107,7

Продолжение таблицы 13

Номер участка	Путевой расход газа, м <sup>3</sup> /ч	$k_{II}$	Транзитный расход газа, м <sup>3</sup> /ч	Расчетный расход газа, м <sup>3</sup> /ч
26-27	69,5	0,55	-	38,2
27-28	52,1	0,55	-	28,7
28-29	72,7	0,55	52,1	92,1
29-30	29,2	0,55	124,8	172,8
30-31	34,3	0,55	358,9	401,8
13-31	73,8	0,55	862,1	930,5
32-33	48,1	0,55	1108,2	1134,7
33-34	61,2	0,55	927,0	960,7
34-35	140,7	0,55	772,0	849,4
35-36	153,5	0,55	618,5	702,9
36-37	179,1	0,55	439,4	537,9
37-38	87,6	0,55	351,8	400,0
38-39	87,6	0,55	264,1	312,3
39-40	84,9	0,55	264,1	310,8
40-41	84,9	0,55	349,0	395,7
41-42	45,8	0,55	433,9	459,1
42-43	81,2	0,55	551,6	596,3
43-44	83,9	0,55	632,8	679,0
44-45	108,3	0,55	716,8	776,3
45-46	176,0	0,55	629,1	725,9
32-46	56,8	0,55	1157,1	1188,4
7-21	160,6	0,55	107,8	196,2
18-47	72,1	0,55	62,3	102,0
47-48	33,1	0,55	134,4	152,7
48-49	61,3	0,55	200,5	234,3
46-49	90,2	0,55	261,9	311,4
9-45	66,3	0,55	196,0	232,4
5-50	46,5	0,55	241,5	267,1
50-51	52,6	0,55	188,9	217,9
51-52	61,0	0,55	2,0	35,5
25-52	66,3	0,55	-	36,4
2-53	12,8	0,55	257,8	264,8
53-54	14,4	0,55	243,4	251,3
54-55	15,5	0,55	227,8	236,4
55-56	11,1	0,55	216,7	222,8
56-57	8,9	0,55	207,8	212,7
57-58	36,5	0,55	134,5	154,6
58-59	38,3	0,55	96,2	117,3
59-60	26,8	0,55	-	14,8
51-60	65,4	0,55	-	36,0
31-61	109,1	0,55	316,1	376,1
61-62	102,7	0,55	118,1	174,6
62-63	118,1	0,55	-	64,9
63-64	60,2	0,55	-	33,1
16-64	214,4	0,55	60,2	178,2
48-65	33,0	0,55	-	18,1
34-66	48,1	0,55	-	7,9

## Окончание таблицы 13

Номер участка	Путевой расход газа, м <sup>3</sup> /ч	$k_{П}$	Транзитный расход газа, м <sup>3</sup> /ч	Расчетный расход газа, м <sup>3</sup> /ч
39-64	61,2	0,55	273,7	413,7
64-68	140,7	0,55	-	83,3
64-67	153,5	0,55	-	67,2
11-70	179,1	0,55	-	55,4
42-69	87,6	0,55	-	39,5
59-72	87,6	0,55	-	38,2
57-71	84,9	0,55	-	20,3
51-73	84,9	0,55	-	35,5
25-74	45,8	0,55	-	40,7
30-75	146,9	0,55	-	80,8
61-76	95,3	0,55	-	52,4
33-ЛЗК	120	1	-	120,0

Таблица 14 - Гидравлический расчет сети низкого давления (предварительное распределение потоков)

Номер контура (кольца)	Характеристика участков				Предварительное распределение потоков				
	номер	номер соседнего контура (кольца)	$l, \text{ м}$	$d_n \times s, \text{ мм}$	$Q_p, \text{ м}^3/\text{ч}$	$Re$	$\lambda$	$\Delta P, \text{ Па}$	$\Delta P/Q_p$
К1	1-2		140	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9(248,2)	793,9	71665	0,0193	97	0,1220
	2-3	К7	130	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9(248,2)	491,9	44401	0,0218	39	0,0791
	3-4	К7	280	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9(248,2)	439,8	39699	0,0224	69	0,1566
	4-5	К7	260	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9(248,2)	368,3	33247	0,0234	47	0,1273
	5-6	К6	120	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9(248,2)	23,4	2114	0,0321	0	0,0051
	6-7	К6	140	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9(248,2)	-27,3	2467	0,0338	0	0,0073
	7-8	К5	120	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9(248,2)	32,0	2885	0,0356	0	0,0077
	8-9	К5	150	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9(248,2)	-40,0	3607	0,0383	-1	0,0130
	9-10		320	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9(248,2)	-371,5	33535	0,0234	-59	0,1577
	10-11		350	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9(248,2)	-478,0	43145	0,0220	-100	0,2084
	11-12		150	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9(248,2)	-677,6	61164	0,0201	-79	0,1160
1-12		200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9(248,2)	-755,5	68202	0,0196	-127	0,1679	
$\Delta = \frac{-112}{0,5 \cdot 616} 100\% = -36,51\%, \quad \sum \Delta Q_k = 38,8 \text{ м}^3/\text{ч}$								$\Sigma -112$	$\Sigma 1,1682$
								$\Sigma/\Delta P = 616$	
К2	13-14	К8	240	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9(248,2)	675,7	60996	0,0201	125	0,1853
	14-15	К8	130	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9(248,2)	549,6	49614	0,0212	47	0,0859
	15-16	К8	165	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9(248,2)	453,1	40905	0,0222	43	0,0944
	16-17		190	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9(248,2)	65,1	5881	0,0361	2	0,0254
	17-18		200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9(248,2)	-68,6	6190	0,0357	-2	0,0278
	18-19	К5	270	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9(248,2)	-154,6	13951	0,0291	-11	0,0689
	19-20	К5	130	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9(248,2)	-274,4	24770	0,0252	-14	0,0510
	20-21	К5	130	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9(248,2)	-355,1	32057	0,0236	-22	0,0619



Продолжение таблицы 14

Номер контура (кольца)	Характеристика участков				Предварительное распределение потоков				
	номер	номер соседнего контура (кольца)	$l$ , м	$d_n \times s$ , мм	$Q_p$ , м <sup>3</sup> /ч	$Re$	$\lambda$	$\Delta P$ , Па	$\Delta P/Q_p$
	13-21	К3	370	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9(248,2)	-1188,8	107312	0,0177	-525	0,4418
$\Delta = \frac{-357}{0,5 \cdot 791} 100\% = -90,3\%$ , $\sum \Delta Q_K = 128,9 \text{ м}^3/\text{ч}$								$\frac{\sum -357}{\sum \Delta P = 791}$	$\sum 1,0425$
49 К3	13-21	К2	370	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9(248,2)	1188,8	107312	0,0177	525	0,4418
	21-22	К6	160	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9(248,2)	448,2	40455	0,0223	41	0,0908
	22-23	К6	210	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9(248,2)	421,4	38039	0,0227	48	0,1138
	23-24	К6	200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9(248,2)	373,1	33683	0,0234	37	0,0989
	24-25	К6	160	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9(248,2)	309,8	27967	0,0245	21	0,0688
	25-26		200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9(248,2)	107,7	9718	0,0319	4	0,0389
	26-27		200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9(248,2)	38,2	3448	0,0378	1	0,0164
	27-28		150	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9(248,2)	-28,7	2586	0,0343	0	0,0084
	28-29		200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9(248,2)	-92,1	8312	0,0331	-3	0,0346
	29-30		240	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9(248,2)	-172,8	15597	0,0283	-12	0,0666
	30-31		170	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9(248,2)	-401,8	36272	0,0229	-36	0,0889
13-31	К8	240	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9(248,2)	-930,5	83998	0,0186	-219	0,2355	
$\Delta = \frac{407}{0,5 \cdot 947} 100\% = 86,01\%$ , $\sum \Delta Q_K = -166,6 \text{ м}^3/\text{ч}$								$\frac{\sum 407}{\sum \Delta P = 947}$	$\sum 1,3033$
К4	32-33		110	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9(248,2)	1134,7	102427	0,0179	144	0,1266
	33-34		140	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9(248,2)	960,7	86722	0,0184	135	0,1407
	34-35		220	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9(248,2)	849,4	76671	0,0190	171	0,2016
	35-36		240	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9(248,2)	702,9	63451	0,0199	134	0,1908
	36-37		280	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9(248,2)	537,9	48556	0,0213	98	0,1821

Продолжение таблицы 14

Номер контура (кольца)	Характеристика участков				Предварительное распределение потоков				
	номер	номер соседнего контура (кольца)	$l$ , м	$d_n \times s$ , мм	$Q_p$ , м <sup>3</sup> /ч	$Re$	$\lambda$	$\Delta P$ , Па	$\Delta P/Q_p$
50	37-38		100	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9(248,2)	400,0	36106	0,0230	21	0,0521
	38-39		100	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9(248,2)	312,3	28195	0,0244	14	0,0433
	39-40		110	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9(248,2)	-310,8	28059	0,0244	-15	0,0474
	40-41		110	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9(248,2)	-395,7	35723	0,0230	-22	0,0568
	41-42		130	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9(248,2)	-459,1	41447	0,0222	-34	0,0751
	42-43		150	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9(248,2)	-596,3	53825	0,0208	-63	0,1054
	43-44		155	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9(248,2)	-679,0	61292	0,0201	-82	0,1201
	44-45		200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9(248,2)	-776,3	70079	0,0194	-133	0,1713
	45-46	K5	280	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9(248,2)	-725,9	65528	0,0198	-166	0,2281
	32-46		130	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9(248,2)	-1188,4	107275	0,0177	-184	0,1552
$\Delta = \frac{18}{0,5 \cdot 1415} 100\% = 2,46\%, \quad \sum \Delta Q_K = 2,8 \text{ м}^3/\text{ч}$								$\frac{\sum 17}{\sum \Delta P = 1416}$	$\sum 1,8967$
K5	7-21	K6	380	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-200x11,4(177,2)	-196,2	24801	0,0252	-113	0,5749
	20-21	K2	130	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9(248,2)	355,1	32057	0,0236	22	0,0619
	19-20	K2	130	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9(248,2)	274,4	24770	0,0252	14	0,0510
	18-19	K2	270	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9(248,2)	154,6	13951	0,0291	11	0,0689
	18-47		130	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-200x11,4(177,2)	-102,0	12896	0,0297	-12	0,1204
	47-48		120	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-200x11,4(177,2)	-152,7	19302	0,0268	-23	0,1504
	48-49		170	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-200x11,4(177,2)	-234,3	29620	0,0241	-69	0,2938
	46-49		250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-200x11,4(177,2)	-311,4	39378	0,0225	-167	0,5350
	45-46	K4	280	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9(248,2)	725,9	65528	0,0198	166	0,2281
	9-45		240	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-200x11,4(177,2)	-232,4	29384	0,0242	-96	0,4123

Продолжение таблицы 14

Номер контура (кольца)	Характеристика участков				Предварительное распределение потоков				
	номер	номер соседнего контура (кольца)	$l$ , м	$d_n \times s$ , мм	$Q_P$ , м <sup>3</sup> /ч	$Re$	$\lambda$	$\Delta P$ , Па	$\Delta P/Q_P$
	8-9	K1	150	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9(248,2)	40,0	3607	0,0383	1	0,0130
	7-8	K1	120	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9(248,2)	-32,0	2885	0,0356	0	0,0077
$\Delta = \frac{-267}{0,5 \cdot 692} 100\% = -77,08\%, \quad \sum \Delta Q_K = 65,2 \text{ м}^3/\text{ч}$								$\frac{\sum -267}{\sum \Delta P = -692}$	$\sum 2,5176$
K6	5-50	K7	230	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-200x11,4(177,2)	267,1	33770	0,0233	117	0,4386
	50-51	K7	260	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-200x11,4(177,2)	217,9	27545	0,0246	93	0,4255
	51-52		230	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-200x11,4(177,2)	35,5	4492	0,0386	3	0,0966
	25-52		250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-200x11,4(177,2)	-36,4	4608	0,0384	-4	0,1070
	24-25	K3	160	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9(248,2)	-309,8	27967	0,0245	-21	0,0688
	23-24	K3	200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9(248,2)	-373,1	33683	0,0234	-37	0,0989
	22-23	K3	210	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9(248,2)	-421,4	38039	0,0227	-48	0,1138
	21-22	K3	160	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9(248,2)	-448,2	40455	0,0223	-41	0,0908
	7-21	K5	380	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-200x11,4(177,2)	196,2	24801	0,0252	113	0,5749
	6-7	K1	140	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9(248,2)	27,3	2467	0,0338	0	0,0073
5-6	K1	120	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9(248,2)	-23,4	2114	0,0321	0	0,0051	
$\Delta = \frac{178}{0,5 \cdot 480} 100\% = 73,52\%, \quad \sum \Delta Q_K = -90,1 \text{ м}^3/\text{ч}$								$\frac{\sum 178}{\sum \Delta P = -477}$	$\sum 2,0273$
K7	2-53		230	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-200x11,4(177,2)	264,8	33484	0,0234	115	0,4358
	53-54		260	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-200x11,4(177,2)	251,3	31775	0,0237	119	0,4737
	54-55		280	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-200x11,4(177,2)	236,4	29887	0,0241	115	0,4872
	55-56		200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-200x11,4(177,2)	222,8	28175	0,0244	74	0,3329
	56-57		160	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-200x11,4(177,2)	212,7	26897	0,0247	55	0,2572

Окончание таблицы 14

Номер контура (кольца)	Характеристика участков				Предварительное распределение потоков				
	номер	номер соседнего контура (кольца)	$l, \text{ м}$	$d_n \times s, \text{ мм}$	$Q_p, \text{ м}^3/\text{ч}$	$Re$	$\lambda$	$\Delta P, \text{ Па}$	$\Delta P/Q_p$
52	57-58		200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-200x11,4(177,2)	154,6	19547	0,0268	39	0,2531
	58-59		210	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-200x11,4(177,2)	117,3	14829	0,0287	25	0,2160
	59-60		160	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-200x11,4(177,2)	14,8	1866	0,0343	0	0,0248
	51-60		390	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-200x11,4(177,2)	-36,0	4549	0,0385	-6	0,1654
	50-51	К6	260	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-200x11,4(177,2)	-217,9	27545	0,0246	-93	0,4255
	5-50	К6	230	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-200x11,4(177,2)	-267,1	33770	0,0233	-117	0,4386
	4-5	К1	260	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9(248,2)	-368,3	33247	0,0234	-47	0,1273
	3-4	К1	280	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9(248,2)	-439,8	39699	0,0224	-69	0,1566
	2-3	К1	130	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9(248,2)	-491,9	44401	0,0218	-39	0,0791
$\Delta = \frac{169}{0,5 \cdot 918} 100\% = 37,84\%, \quad \sum \Delta Q_K = -41,9 \text{ м}^3/\text{ч}$								$\frac{\sum 173}{\sum \Delta P = 914}$	$\sum 3,8732$
К8	13-31	К3	240	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9(248,2)	930,5	83998	0,0186	219	0,2355
	31-61		190	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-200x11,4(177,2)	376,1	47553	0,0214	176	0,4684
	61-62		200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-200x11,4(177,2)	174,6	22072	0,0260	48	0,2772
	62-63		230	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-200x11,4(177,2)	64,9	8212	0,0332	10	0,1519
	63-64		190	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-200x11,4(177,2)	-33,1	4189	0,0393	-3	0,0757
	16-64		360	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-200x11,4(177,2)	-178,2	22525	0,0258	-90	0,5067
	15-16	К2	165	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9(248,2)	-453,1	40905	0,0222	-43	0,0944
	14-15	К2	130	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9(248,2)	-549,6	49614	0,0212	-47	0,0859
	13-14	К2	240	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9(248,2)	-675,7	60996	0,0201	-125	0,1853
$\Delta = \frac{149}{0,5 \cdot 762} 100\% = 38,24\%, \quad \sum \Delta Q_K = -34,1 \text{ м}^3/\text{ч}$								$\frac{\sum 149}{\sum \Delta P = 762}$	$\sum 2,0810$

Определяем первый поправочный расход по формуле (28):

$$\text{-кольцо 1 } \Delta Q_K^1 = -\frac{-112}{1,75 \cdot 1,1682} = 55 \text{ м}^3/\text{ч}$$

$$\text{-кольцо 2 } \Delta Q_K^1 = -\frac{-357}{1,75 \cdot 1,0425} = 195,7 \text{ м}^3/\text{ч}$$

$$\text{-кольцо 3 } \Delta Q_K^1 = -\frac{407}{1,75 \cdot 1,3033} = -178,5 \text{ м}^3/\text{ч}$$

$$\text{-кольцо 4 } \Delta Q_K^1 = -\frac{18}{1,75 \cdot 1,8965} = -5,3 \text{ м}^3/\text{ч}$$

$$\text{-кольцо 5 } \Delta Q_K^1 = -\frac{-267}{1,75 \cdot 2,518} = 60,6 \text{ м}^3/\text{ч}$$

$$\text{-кольцо 6 } \Delta Q_K^1 = -\frac{175}{1,75 \cdot 2,0273} = -49,4 \text{ м}^3/\text{ч}$$

$$\text{-кольцо 7 } \Delta Q_K^1 = -\frac{173}{1,75 \cdot 3,8732} = -25,5 \text{ м}^3/\text{ч}$$

$$\text{-кольцо 8 } \Delta Q_K^1 = -\frac{146}{1,75 \cdot 2,081} = -40 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Определяем поправочный круговой расход по формуле (29):

$$\begin{aligned} \text{-кольцо 1 } \Delta Q_K &= 54,3 + \frac{((0,0793 + 0,1571 + 0,1278) \cdot (-24,8) + \\ &+ (0,0051 + 0,0073) \cdot (-50,2) + (0,0077 + 0,0130) \cdot 60,6)}{1,1701} = 47,7 \text{ м}^3/\text{ч} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{-кольцо 2 } \Delta Q_K &= 195,7 + \frac{((0,1853 + 0,0859 + 0,0944) \cdot (-40) + (0,0689 + 0,0510 + 0,0619) \cdot \\ &\cdot 60,6 + 0,4418 \cdot (-178,5))}{1,1701} = 116,6 \text{ м}^3/\text{ч} \end{aligned}$$

-кольцо 3

$$\Delta Q_K = -178,5 + \frac{((0,0908 + 0,1138 + 0,0989) \cdot (-50,2) + 0,4418 \cdot 116,6 + 0,2355 \cdot (-40))}{1,3033} =$$

$$=-160,3 \text{ м}^3/\text{ч}$$

$$\text{-кольцо 4 } \Delta Q_K = -5,3 + \frac{0,2280 \cdot 60,6}{1,8965} = 2,0 \text{ м}^3/\text{ч}$$

$$\text{-кольцо 5 } \Delta Q_K = 60,6 + \frac{(0,0619 + 0,0510 + 0,0689) \cdot 116,6 + 0,5749 \cdot (-50,2) + 0,2280 \cdot 2,0 + (0,0130 + 0,0077) \cdot 47,2}{2,9667} = 58,3 \text{ м}^3/\text{ч}$$

-кольцо 6

$$\Delta Q_K = -50,2 + \frac{((0,4411 + 4285) \cdot (-24,8) + (0,0688 + 0,0989 + 0,1138 + 0,0908) \cdot (-160,5) + 0,5749 \cdot 58,2 + (0,0073 + 0,0051) \cdot 47,2)}{4,7400} = -72,9 \text{ м}^3/\text{ч}$$

-кольцо 7

$$\Delta Q_K = -24,8 + \frac{((0,4285 + 0,4411) \cdot (-73,5) + (0,1278 + 0,1571 + 0,0793) \cdot 47,2)}{3,8799} = -37,3 \text{ м}^3/\text{ч}$$

кольцо 8

$$\Delta Q_K = -40 + \frac{((0,0944 + 0,0859 + 0,1853) \cdot 116,6 + 0,2355 \cdot (-160,5))}{4,7400} = -37,6 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Аналогично проводим расчеты при последующих приближениях и определяем поправочный расход для каждого кольца в каждом потреблении. Результаты расчета сведены в таблицу 15.

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

Таблица 15 – Свод поправочных расходов

Наименование показателя	Предварительный	Первое приближение	Второе приближение	Третье приближение	Четвертое приближение	Пятое приближение	Итого
Кольцо 1							
Ошибка в кольце, %	-36,51	4,48	0,92	0,14	0,02	0,00	
Гидравлическая увязка кольца, м <sup>3</sup> /ч	55,03	-6,68	-1,37	-0,21	-0,03	0,00	
Поправочный круговой расход в кольце, м <sup>3</sup> /ч	47,65	-7,19	-1,44	-0,22	-0,03	0,00	38,77
Кольцо 2							
Ошибка в кольце, %	-90,30	-6,22	-0,33	0,03	0,02	0,01	
Гидравлическая увязка кольца, м <sup>3</sup> /ч	195,67	3,56	-0,12	-0,01	0,00	-0,01	
Поправочный круговой расход в кольце, м <sup>3</sup> /ч	116,57	11,77	0,74	-0,06	-0,04	-0,01	128,96
Кольцо 3							
Ошибка в кольце, %	86,01	3,56	-0,12	-0,01	0,00	0,00	
Гидравлическая увязка кольца, м <sup>3</sup> /ч	-178,49	-6,33	0,21	0,02	-0,01	0,00	
Поправочный круговой расход в кольце, м <sup>3</sup> /ч	-160,31	-6,14	-0,09	-0,05	-0,03	-0,01	-166,64
Кольцо 4							
Ошибка в кольце, %	2,46	0,04	0,06	0,01	0,00	0,00	
Гидравлическая увязка кольца, м <sup>3</sup> /ч	-5,25	-0,09	-0,13	-0,02	0,00	0,00	

## Окончание таблицы 14

Наименование показателя	Предварительный	Первое приближение	Второе приближение	Третье приближение	Четвертое приближение	Пятое приближение	Итого
Поправочный круговой расход в кольце, м <sup>3</sup> /ч	2,03	0,89	-0,07	-0,02	0,00	0,00	2,82
Кольцо 5							
Ошибка в кольце, %	-77,08	-10,85	-0,58	-0,01	0,00	0,00	
Гидравлическая увязка кольца, м <sup>3</sup> /ч	60,55	7,76	0,42	0,01	0,00	0,00	
Поправочный круговой расход в кольце, м <sup>3</sup> /ч	58,26	6,75	0,23	-0,03	-0,01	0,00	65,20
Кольцо 6							
Ошибка в кольце, %	73,52	28,39	4,04	0,51	0,07	0,01	
Гидравлическая увязка кольца, м <sup>3</sup> /ч	-49,44	-14,46	-2,05	-0,26	-0,04	-0,01	
Поправочный круговой расход в кольце, м <sup>3</sup> /ч	-72,93	-14,82	-2,07	-0,28	-0,04	-0,01	-90,14
Кольцо 7							
Ошибка в кольце, %	37,84	0,09	-0,09	-0,01	0,00	0,00	
Гидравлическая увязка кольца, м <sup>3</sup> /ч	-25,51	-0,05	0,05	0,00	0,00	0,00	
Поправочный круговой расход в кольце, м <sup>3</sup> /ч	-37,31	-4,02	-0,54	-0,08	-0,01	0,00	-41,96
Кольцо 8							
Ошибка в кольце, %	38,24	-1,55	0,04	0,00	0,00	0,00	
Гидравлическая увязка кольца, м <sup>3</sup> /ч	-39,98	1,88	-0,05	0,00	0,00	0,00	
Поправочный круговой расход в кольце, м <sup>3</sup> /ч	-37,64	3,53	0,09	-0,02	-0,01	0,00	-34,05



Давление газа в узловых точках определяется по формуле

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

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

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

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

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

Номер контура (кольца)	Характеристика участков				$Q_p, \text{ м}^3/\text{ч}$	Окончательное распределение потоков					
	номер	номер соседнего контура (кольца)	$l, \text{ м}$	$d_n \times s, \text{ мм}$		$\Delta Q_{\text{уч}}, \text{ м}^3/\text{ч}$	$Q_p^{\text{II}}, \text{ м}^3/\text{ч}$	$Re$	$\lambda$	$\Delta P, \text{ Па}$	$\Delta P/Q_p$
К1	1-2		140	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9	793,9	38,8	832,7	75165	0,0191	105,2	0,126
	2-3	К7	130	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9	491,9	80,7	572,6	51688	0,0210	50,7	0,089
	3-4	К7	280	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9	439,8	80,7	520,5	46987	0,0215	92,5	0,178
	4-5	К7	260	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9	368,3	80,7	449,0	40535	0,0223	66,3	0,148
	5-6	К6	120	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9	23,4	128,9	152,3	13752	0,0292	4,6	0,030
	6-7	К6	140	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9	-27,3	128,9	101,6	9171	0,0323	2,7	0,026
	7-8	К5	120	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9	32,0	-26,4	5,5	500	0,1281	0,0	0,005
	8-9	К5	150	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9	-40,0	-26,4	-66,4	5992	0,0360	-1,3	0,020
	9-10		320	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9	-371,5	38,8	-332,7	30035	0,0240	-48,3	0,145
	10-11		350	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9	-478,0	38,8	-439,2	39645	0,0224	-85,9	0,196
	11-12		150	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9	-677,6	38,8	-638,8	57664	0,0204	-70,9	0,111
	1-12		200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9	-755,5	38,8	-716,8	64702	0,0198	-115,7	0,161
$\Delta = \frac{0}{0,5 \cdot 644} 100\% = 0\%$									$\Sigma 0$	$\Sigma 1,2351$	
									$\Sigma/\Delta P = -644$		
К2	13-14	К8	240	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9	675,7	163,0	838,7	75711	0,0191	182,7	0,218
	14-15	К8	130	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9	549,6	163,0	712,6	64329	0,0199	74,4	0,104
	15-16	К8	165	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9	453,1	163,0	616,2	55620	0,0206	73,2	0,119
	16-17		190	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9	65,1	129,0	194,1	17522	0,0275	11,2	0,058
	17-18		200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9	-68,6	129,0	60,4	5451	0,0368	1,5	0,025
	18-19	К5	270	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9	-154,6	63,8	-90,8	8196	0,0333	-4,2	0,046
	19-20	К5	130	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9	-274,4	63,8	-210,6	19014	0,0269	-8,8	0,042
	20-21	К5	130	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9	-355,1	63,8	-291,4	26301	0,0248	-15,6	0,053
	13-21	К3	370	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9	-1188,8	295,6	-893,2	80628	0,0188	-314,5	0,352

Продолжение таблицы 16

Номер контура (кольца)	Характеристика участков				$Q_P, \text{ м}^3/\text{ч}$	Окончательное распределение потоков					
	номер	номер соседнего контура (кольца)	$l, \text{ м}$	$d_n \times s, \text{ мм}$		$\Delta Q_{vq}, \text{ м}^3/\text{ч}$	$Q_P^{\text{II}}, \text{ м}^3/\text{ч}$	$Re$	$\lambda$	$\Delta P, \text{ Па}$	$\Delta P/Q_P$
$\Delta = \frac{0}{0,5 \cdot 686} 100\% = 0\%$										$\Sigma 0$	$\Sigma 1,017$
										$\Sigma/\Delta P = -686$	$5$
К3	13-21	К2	370	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9	1188,8	-295,6	893,2	80628	0,0188	314,5	0,352
	21-22	К6	160	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9	448,2	-76,5	371,7	33550	0,0234	29,3	0,079
	22-23	К6	210	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9	421,4	-76,5	344,9	31134	0,0238	33,8	0,098
	23-24	К6	200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9	373,1	-76,5	296,6	26778	0,0247	24,7	0,083
	24-25	К6	160	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9	309,8	-76,5	233,3	21062	0,0263	13,0	0,056
	25-26		200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9	107,7	-166,6	-59,0	5324	0,0370	-1,5	0,025
	26-27		200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9	38,2	-166,6	-128,4	11594	0,0305	-5,7	0,044
	27-28		150	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9	-28,7	-166,6	-195,3	17629	0,0275	-8,9	0,046
	28-29		200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9	-92,1	-166,6	-258,7	23354	0,0256	-19,4	0,075
	29-30		240	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9	-172,8	-166,6	-339,4	30639	0,0239	-37,5	0,111
	30-31		170	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9	-401,8	-166,6	-568,4	51314	0,0210	-65,5	0,115
13-31	К8	240	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9	-930,5	-132,6	-1063,1	95966	0,0180	-276,7	0,260	
$\Delta = \frac{0}{0,5 \cdot 830} 100\% = 0\%$										$\Sigma 0$	$\Sigma 1,343$
										$\Sigma/\Delta P = -830$	$8$
К4	32-33		110	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9	1134,7	2,8	1137,5	102682	0,0179	144,3	0,127
	33-34		140	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9	960,7	2,8	963,5	86977	0,0184	135,9	0,141
	34-35		220	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9	849,4	2,8	852,2	76926	0,0190	172,2	0,202
	35-36		240	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9	702,9	2,8	705,7	63705	0,0199	135,1	0,191
	36-37		280	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9	537,9	2,8	540,7	48811	0,0213	98,9	0,183
	37-38		100	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9	400,0	2,8	402,8	36361	0,0229	21,1	0,052
	38-39		100	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9	312,3	2,8	315,2	28450	0,0244	13,7	0,044
	39-40		110	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9	-310,8	2,8	-308,0	27805	0,0245	-14,5	0,047

Продолжение таблицы 16

Номер контура (кольца)	Характеристика участков				$Q_P$ , М <sup>3</sup> /ч	Окончательное распределение потоков					
	номер	номер соседнего контура (кольца)	$l$ , м	$d_n \times s$ , мм		$\Delta Q_{yч}$ , М <sup>3</sup> /ч	$Q_P^II$ , М <sup>3</sup> /ч	$Re$	$\lambda$	$\Delta P$ , Па	$\Delta P/Q_P$
	40-41		110	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9	-395,7	2,8	-392,9	35469	0,0231	-22,2	0,057
	41-42		130	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9	-459,1	2,8	-456,3	41192	0,0222	-34,1	0,075
	42-43		150	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9	-596,3	2,8	-593,4	53571	0,0208	-62,3	0,105
	43-44		155	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9	-679,0	2,8	-676,2	61038	0,0201	-80,9	0,120
	44-45		200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9	-776,3	2,8	-773,5	69824	0,0195	-132,2	0,171
	45-46	К5	280	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9	-725,9	-62,4	-788,3	71159	0,0194	-191,2	0,243
	32-46		130	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9	-1188,4	2,8	-	107020	0,0177	-183,6	0,155
$\Delta = \frac{0}{0,5 \cdot 1442} 100\% = 0\%$										$\Sigma 0$	$\Sigma 1,911$
										$\Sigma/\Delta P/=1442$	$7$
К5	7-21	К6	380	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-200x11,4	-196,2	155,3	-40,8	5160	0,0373	-7,2	0,177
	20-21	К2	130	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9	355,1	-63,8	291,4	26301	0,0248	15,6	0,053
	19-20	К2	130	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9	274,4	-63,8	210,6	19014	0,0269	8,8	0,042
	18-19	К2	270	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9	154,6	-63,8	90,8	8196	0,0333	4,2	0,046
	18-47		130	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9	-102,0	65,2	-36,8	4652	0,0383	-2,1	0,056
	47-48		120	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9	-152,7	65,2	-87,5	11058	0,0309	-8,7	0,099
	48-49		170	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9	-234,3	65,2	-169,1	21376	0,0262	-38,9	0,230
	46-49		250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9	-311,4	65,2	-246,2	31134	0,0238	-110,4	0,449
	45-46	К4	280	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9	725,9	62,4	788,3	71159	0,0194	191,2	0,243
	9-45		240	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9	-232,4	65,2	-167,2	21140	0,0262	-53,9	0,322
	8-9	К1	150	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9	40,0	26,4	66,4	5992	0,0360	1,3	0,020
7-8	К1	120	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9	-32,0	26,4	-5,5	500	0,1281	0,0	0,005	
$\Delta = \frac{0}{0,5 \cdot 442} 100\% = 0\%$										$\Sigma 0$	$\Sigma 1,742$
										$\Sigma/\Delta P/=442$	$1$

Продолжение таблицы 16

Номер контура (кольца)	Характеристика участков				$Q_P$ , М <sup>3</sup> /ч	Окончательное распределение потоков					
	номер	номер соседнего контура (кольца)	$l$ , м	$d_n \times s$ , мм		$\Delta Q_{yч}$ , М <sup>3</sup> /ч	$Q_P''$ , М <sup>3</sup> /ч	$Re$	$\lambda$	$\Delta P$ , Па	$\Delta P/Q_P$
К6	5-50	К7	230	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-200x11,4	267,1	-48,2	218,9	27677	0,0245	82,7	0,378
	50-51	К7	260	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-200x11,4	217,9	-48,2	169,7	21453	0,0261	59,9	0,353
	51-52		230	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-200x11,4	35,5	-90,1	-54,6	6906	0,0347	-7,3	0,133
	25-52		250	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-200x11,4	-36,4	-90,1	-126,6	16005	0,0281	-34,5	0,272
	24-25	К3	160	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9	-309,8	76,5	-233,3	21062	0,0263	-13,0	0,056
	23-24	К3	200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9	-373,1	76,5	-296,6	26778	0,0247	-24,7	0,083
	22-23	К3	210	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9	-421,4	76,5	-344,9	31134	0,0238	-33,8	0,098
	21-22	К3	160	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9	-448,2	76,5	-371,7	33550	0,0234	-29,3	0,079
	7-21	К5	380	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-200x11,4	196,2	-155,3	40,8	5160	0,0373	7,2	0,177
	6-7	К1	140	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9	27,3	-128,9	-101,6	9171	0,0323	-2,7	0,026
5-6	К1	120	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9	-23,4	-128,9	-152,3	13752	0,0292	-4,6	0,030	
$\Delta = \frac{0}{0,5 \cdot 300} \cdot 100\% = 0\%$									$\Sigma 0$	$\Sigma 1,685$	
									$\Sigma/\Delta P = 300$	4	
К7	2-53		230	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9	264,8	-42,0	222,9	28179	0,0244	85,3	0,383
	53-54		260	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9	251,3	-42,0	209,3	26470	0,0248	86,5	0,413
	54-55		280	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9	236,4	-42,0	194,4	24582	0,0253	81,8	0,421
	55-56		200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9	222,8	-42,0	180,9	22869	0,0257	51,5	0,285
	56-57		160	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9	212,7	-42,0	170,8	21592	0,0261	37,3	0,218
	57-58		200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-200x11,4	154,6	-42,0	112,6	14242	0,0290	22,5	0,200
	58-59		210	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-200x11,4	117,3	-42,0	75,3	9524	0,0320	11,7	0,155
	59-60		160	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-200x11,4	14,8	-42,0	-27,2	3439	0,0377	-1,4	0,050
	51-60		390	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-200x11,4	-36,0	-42,0	-77,9	9855	0,0318	-23,0	0,295
	50-51	К6	260	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9	-217,9	48,2	-169,7	21453	0,0261	-59,9	0,353

Окончание таблицы 16

Номер контура (кольца)	Характеристика участков				$Q_P$ , М <sup>3</sup> /ч	Окончательное распределение потоков					
	номер	номер соседнего контура (кольца)	$l$ , м	$d_n \times s$ , мм		$\Delta Q_{yч}$ , М <sup>3</sup> /ч	$Q_P^II$ , М <sup>3</sup> /ч	$Re$	$\lambda$	$\Delta P$ , Па	$\Delta P/Q_P$
	5-50	К6	230	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-200x11,4	-267,1	48,2	-218,9	27677	0,0245	-82,7	0,378
	4-5	К1	260	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9	-368,3	-80,7	-449,0	40535	0,0223	-66,3	0,148
	3-4	К1	280	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9	-439,8	-80,7	-520,5	46987	0,0215	-92,5	0,178
	2-3	К1	130	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9	-491,9	-80,7	-572,6	51688	0,0210	-50,7	0,089
$\Delta = \frac{0}{0,5 \cdot 753} 100\% = 0\%$										$\Sigma 0$	$\Sigma 3,564$
										$\Sigma/\Delta P/=753$	$3$
К8	13-31	К3	240	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9	930,5	132,6	1063,1	95966	0,0180	276,7	0,260
	31-61		190	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-200x11,4	376,1	-34,1	342,0	43248	0,0219	149,2	0,436
	61-62		200	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-200x11,4	174,6	-34,1	140,5	17766	0,0274	33,1	0,236
	62-63		230	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-200x11,4	64,9	-34,1	30,9	3906	0,0394	2,6	0,086
	63-64		190	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-200x11,4	-33,1	-34,1	-67,2	8494	0,0330	-8,6	0,129
	16-64		360	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-200x11,4	-178,2	-34,1	-212,2	26831	0,0247	-122,6	0,578
	15-16	К2	165	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9	-453,1	-163,0	-616,2	55620	0,0206	-73,2	0,119
	14-15	К2	130	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9	-549,6	-163,0	-712,6	64329	0,0199	-74,4	0,104
13-14	К2	240	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-280x15,9	-675,7	-163,0	-838,7	75711	0,0191	-182,7	0,218	
$\Delta = \frac{0}{0,5 \cdot 923} 100\% = 0\%$										$\Sigma 0$	$\Sigma 2,165$
										$\Sigma/\Delta P/=923$	$1$

Таблица 17 - Гидравлический расчет тупиковых ответвлений

Номер участка	$l$ , м	$d_n \times s$ , мм	$Q_p$ , м <sup>3</sup> /ч	$Re$	$\lambda$	$\Delta P$ , Па	$P_H$ , кПа	$P_K$ , кПа
48-65	390	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-63x3,6(55,8)	18,1	7282,797	0,03425	434	4,667	4,23304
34-66	170	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-50x2,9(44,2)	7,9	4007,693	0,039766	134	4,720	4,585995
39-64	270	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-200x11,4(177,2)	413,7	52308,32	0,020922	296	4,279	3,983225
64-68	70	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-160x9,1(141,8)	83,3	13165,74	0,029538	13	3,983	3,969842
64-67	70	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-140x8(124)	67,2	12138,94	0,030143	17	3,983	3,965863
11-70	240	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-75x4,3(66,4)	55,4	18708,39	0,027054	826	4,813	3,986539
42-69	380	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-90x5,2(79,6)	39,5	11119,37	0,030812	306	4,350	4,044251
59-72	290	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-75x4,3(66,4)	38,2	12873,7	0,029704	519	4,516	3,997037
57-71	290	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-63x3,6(55,8)	20,3	8131,539	0,033319	392	4,551	4,159155
51-73	280	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-75x4,3(66,4)	35,5	11982,67	0,030241	442	4,540	4,098154
25-74	280	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-75x4,3(66,4)	40,7	13738,62	0,029225	562	4,585	4,022917
30-75	350	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-110x6,3(97,4)	80,8	18583,42	0,027099	377	4,658	4,28033
61-76	210	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-75x4,3(66,4)	52,4	17685,7	0,027437	655	4,574	3,918727
33-ЛЗК	70	ПЭ 80 ГАЗ CDR 17,6-75x4,3(66,4)	120	40491,08	0,022305	931	4,856	3,924791

Таблица 18 – Результаты гидравлического расчета кольцевой сети низкого давления

Номер участка	$Q_{Н}$ , м <sup>3</sup> /ч	$Q_{К}$ , м <sup>3</sup> /ч	$P_{Н}$ , кПа	$P_{К}$ , кПа
1-2	845,8	816,6	5,000	4,895
2-3	588,0	553,7	4,895	4,844
3-4	553,7	479,9	4,844	4,752
4-5	479,9	411,3	4,752	4,685
5-6	171,5	128,9	4,685	4,681
6-7	128,9	79,2	4,681	4,678
7-8	31,7	-26,4	4,678	4,678
8-9	99,1	26,4	4,679	4,678
9-10	362,7	296,1	4,728	4,679
10-11	501,7	362,7	4,813	4,728
11-12	668,4	602,5	4,884	4,813
1-12	756,3	668,4	5,000	4,884
13-14	910,2	751,4	5,000	4,817
14-15	751,4	665,3	4,817	4,743
15-16	665,3	556,1	4,743	4,670
16-17	247,4	129,0	4,670	4,658
17-18	129,0	4,3	4,658	4,657
18-19	166,2	-1,4	4,661	4,657
19-20	247,0	166,2	4,670	4,661
20-21	327,7	247,0	4,686	4,670
13-21	950,6	823,0	5,000	4,686
21-22	382,2	358,8	4,686	4,656
22-23	358,8	328,0	4,656	4,622
23-24	328,0	258,4	4,622	4,598
24-25	258,4	202,7	4,598	4,585
25-26	97,2	27,7	4,586	4,585
26-27	166,6	97,2	4,592	4,586
27-28	218,7	166,6	4,601	4,592
28-29	291,4	218,7	4,620	4,601
29-30	378,7	291,4	4,658	4,620
30-31	603,5	525,6	4,723	4,658
13-31	1119,1	994,7	5,000	4,723
32-33	1159,1	1111,1	5,000	4,856
33-34	991,1	929,9	4,856	4,720
34-35	915,5	774,8	4,720	4,548
35-36	774,8	621,3	4,548	4,413
36-37	621,3	442,2	4,413	4,314
37-38	442,2	354,6	4,314	4,293
38-39	354,6	267,0	4,293	4,279
39-40	346,2	261,3	4,293	4,279
40-41	431,1	346,2	4,316	4,293
41-42	476,9	431,1	4,350	4,316
42-43	630,0	548,8	4,412	4,350
43-44	713,9	630,0	4,493	4,412
44-45	822,2	713,9	4,625	4,493



Окончание таблицы 18

Номер участка	$Q_H, \text{ м}^3/\text{ч}$	$Q_K, \text{ м}^3/\text{ч}$	$P_H, \text{ кПа}$	$P_K, \text{ кПа}$
45-46	867,5	691,5	4,816	4,625
32-46	1211,1	1154,3	5,000	4,816
7-21	113,1	-47,5	4,686	4,678
18-47	69,2	-2,9	4,658	4,6563
47-48	102,4	69,2	4,667	4,658
48-49	196,6	135,3	4,706	4,667
46-49	286,8	196,6	4,816	4,706
9-45	197,0	130,7	4,679	4,625
5-50	239,8	193,3	4,685	4,602
50-51	193,3	140,8	4,602	4,543
51-52	90,1	29,2	4,550	4,543
25-52	156,4	90,1	4,585	4,550
2-53	228,6	215,8	4,895	4,809
53-54	215,8	201,4	4,809	4,723
54-55	201,4	185,9	4,723	4,641
55-56	185,9	174,8	4,641	4,590
56-57	174,8	165,9	4,590	4,552
57-58	129,1	92,6	4,552	4,530
58-59	92,6	54,3	4,530	4,518
59-60	42,0	15,1	4,520	4,518
51-60	107,4	42,0	4,543	4,520
31-61	391,2	282,0	4,723	4,574
61-62	186,7	84,0	4,574	4,541
62-63	84,0	-34,0	4,541	4,538
63-64	94,3	34,0	4,547	4,538
16-64	308,7	94,3	4,670	4,547

### 1.11 Гидравлический расчет сети среднего давления

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

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

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

где  $\lambda$  - безразмерный коэффициент гидравлического трения;

$Q_{уч}$  - расход газа на участке газовой сети, м<sup>3</sup>/ч;

$d$  - внутренний диаметр участка газопровода, см;

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

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

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

$$p_{K.уч} > p_K, \quad (42)$$

где  $p_{K.уч}$  - 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

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

где  $p_{H.уч}$  - 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

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

где  $p_H$  - начальное давление газа после головного ГРП, кПа;

$\sum \Delta P_C$  - суммарные потери квадрата давления по ходу движения газа в распределительной газовой сети, кПа<sup>2</sup>.

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

Расчет ориентировочного диаметра ответвлений производится по формуле

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

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

$A$  – коэффициент, зависящий от категории сети;

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

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

$Q_{OTB}$  - расход газа, проходящий по ответвлению, м<sup>3</sup>/ч;

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

Значение коэффициента  $A$  для сетей среднего давления определяется по формуле

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

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

Удельные потери давления на трение определяется по формуле

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

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

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

$l_{OTB}$  – длина участка ответвления, м.

Допустимые потери давления определяются по формуле

$$\Delta P_{доп} = p_{H.OTB} - p_K, \text{ МПа,} \quad (48)$$

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

$p_K$  – давление газа для нормальной работы потребителя, обслуживаемого ответвлением, МПа.

В том случае если ориентировочные диаметры ответвлений получаются равными или большими чем диаметры участков кольца, первоначально принимается на участке диаметр ответвления меньше, чем диаметр кольца и

определяется конечное давление газа в ответвлении.

После чего выполняется проверка по условию

$$p_{к.отв} - p_{к} > 0 \quad (49)$$

где  $p_{к.отв}$  - конечное давление газа в ответвлении, МПа;

$p_{к}$  - давление газа для нормальной работы потребителя, обслуживаемого ответвлением, МПа.

Гидравлический расчет распределительной газовой сети среднего давления – таблица 19.

Таблица 19 - Гидравлический расчет сети среднего давления

Номер участка	Диаметр участка, $d_n \times S$ , мм	Длина участка, $l$ , м	Расход газа на участке, $Q_{вч}$ , м <sup>3</sup> /ч	Re	$\lambda$	Потери давления на участке, $(p_H^2 - p_K^2)$ , МПа <sup>2</sup>	Давление газа на участке	
							$p_H$ , МПа	$p_K$ , МПа
ГРС-1	273x8	1000	11696,5	1019692	0,0161	0,0212	0,25	0,203
1-2	245x8	140	6954,2	680390	0,0167	0,0019	0,203	0,198
2-3	219x8	1000	5349,7	590447	0,0173	0,0155	0,198	0,154
1-К	102x5	10	4742,3	1154908	0,0202	0,0075	0,203	0,184
2-ГРП№1	89x5	80	1604,5	455045	0,0213	0,0155	0,198	0,154
3-ГРП№2	152x5	700	2979,9	470172	0,0188	0,0219	0,154	0,043
3-ГРП№3	152x5	900	2369,8	373918	0,0190	0,0180	0,154	0,076

## 1.12 Подбор газорегуляторных пунктов и газорегуляторной станции

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

С учетом планировки п. Большая Мурта, из условия оптимального расстояния действия ГРП, в поселке проектируются три сетевых газорегуляторных пункта.

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

На основании приведенных ранее расчетов данные для подбора ГРП сведены в таблицу 20.

Таблица 20 – 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
ГРС	600	250	11696,5
ГРП №1	154	5	1604,5
ГРП №2	43	5	2979,9
ГРП №3	76	5	2369,8
Котельная «Центральная»	184	5	4742,3

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-200/105;

– ГРП №1 – блочный газорегуляторный пункт с регулятором давления РДУК-2В-100/70;

– ГРП №2 – блочный газорегуляторный пункт с регулятором давления РДУК-2В-200/105;

– ГРП №3 – блочный газорегуляторный пункт с регулятором давления РДУК-2В-200/105;

– Котельная «Центральная» – блочный газорегуляторный пункт с регулятором давления РДУК-2В-200/105;

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

Регуляторы давления РДУК-2В-200/1050, РДУК-2В- 100/70, стабильно работают с коэффициентом загрузки  $K_3=10\div 80\%$ , который определяется по формуле

$$K_3 = \frac{Q_P}{Q_{\max}} 100, \quad (50)$$

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

$$Q_{\max} = 1,595 \cdot f \cdot \varphi \cdot K \cdot p_1 \cdot \sqrt{\frac{1}{\rho_{\Gamma}}}, \quad (51)$$

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

$\varphi$  – коэффициент, зависящий от отношения  $p_2/p_1$ ;

$K$  – коэффициент расхода;

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

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

$\rho_{\Gamma}$  – плотность газа, кг/м<sup>3</sup>.

**ГРС** – регулятор РДУК-2В-200/105

Расчетный расход газа – 11696,5 м<sup>3</sup>/ч.

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

Избыточное давление газа после регулятора 250 кПа, абсолютное давление газа на выходе 351 кПа.

Площадь седла клапана регулятора давления – 86,5 см<sup>2</sup>.

Коэффициент расхода – 0,49.

Плотность газа – 0,776 кг/м<sup>3</sup>.

При  $p_2/p_1=351/701=0,50$   $\varphi=0,47$ .

Максимальная пропускная способность регулятора давления РДУК-2В-200/105 рассчитывается по формуле (51) и составляет:

$$Q_{\max} = 1,595 \cdot 86,5 \cdot 0,47 \cdot 0,49 \cdot 701 \cdot \sqrt{\frac{1}{0,776}} = 25433 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Коэффициент регулятора давления РДУК-2В-200/105 рассчитывается по формуле (50) и составляет:

$$K_3 = \frac{11696,5}{25433} \cdot 100 = 45,99 \%$$

Коэффициент регулятора давления РДУК-2В-200/105 лежит в желаемых пределах 10÷80%, регулятор будет работать стабильно. К установке принимаем газорегуляторную станцию с регулятором давления РДУК-2В-200/105.

**ГРП №1** – регулятор РДУК-2В-100/70

Расчетный расход газа – 1604,5 м<sup>3</sup>/ч.

Избыточное давление газа до регулятора 154 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 – 0,776 кг/м<sup>3</sup>.

При  $p_2/p_1=106/256=0,42$   $\varphi=0,46$ .

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

$$Q_{\max} = 1,595 \cdot 38,4 \cdot 0,46 \cdot 0,4 \cdot 256 \cdot \sqrt{\frac{1}{0,776}} = 3252 \text{ м}^3/\text{ч}$$



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

$$K_3 = \frac{1604,5}{3252} 100 = 49,33 \%$$

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

**ГРП №2** – регулятор РДУК-2В-200/105

Расчетный расход газа – 2979,9 м<sup>3</sup>/ч.

Избыточное давление газа до регулятора 43 кПа, абсолютное давление газа на входе 145 кПа.

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

Площадь седла клапана регулятора давления – 86,5 см<sup>2</sup>.

Коэффициент расхода – 0,49.

Плотность газа – 0,776 кг/м<sup>3</sup>.

При  $p_2/p_1=106/145=0,73$   $\varphi=0,43$ .

Максимальная пропускная способность регулятора давления РДУК-2В-200/105 рассчитывается по формуле (51) и составляет:

$$Q_{\max} = 1,595 \cdot 86,5 \cdot 0,43 \cdot 0,49 \cdot 145 \cdot \sqrt{\frac{1}{0,776}} = 4798 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Коэффициент регулятора давления РДУК-2В-200/105 рассчитывается по формуле (50) и составляет:

$$K_3 = \frac{2979,9}{4798} 100 = 62,11 \%$$

Коэффициент регулятора давления РДУК-2В-200/105 лежит в желаемых пределах 10÷80%, регулятор будет работать стабильно. К установке принимаем газорегуляторный пункт с регулятором давления РДУК-2В-200/105.

**ГРП №3** – регулятор РДУК-2В-200/105

Требуемая пропускная способность ГРП – 2369,8 м<sup>3</sup>/ч.

Избыточное давление газа до регулятора 76 кПа, абсолютное давление газа на входе 177 кПа.

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

Площадь седла клапана регулятора давления – 86,5 см<sup>2</sup>.

Коэффициент расхода – 0,49.

Плотность газа – 0,776 кг/м<sup>3</sup>.

При  $p_2/p_1=106/177=0,6$   $\varphi=0,47$ .

Максимальная пропускная способность регулятора давления РДУК-2В-200/105 рассчитывается по формуле (51) и составляет:

$$Q_{\max} = 1,595 \cdot 86,5 \cdot 0,47 \cdot 0,49 \cdot 177 \cdot \sqrt{\frac{1}{0,776}} = 6409 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Коэффициент регулятора давления РДУК-2В-200/105 рассчитывается по формуле (50) и составляет:

$$K_3 = \frac{2369,8}{6409} 100 = 36,97 \%$$

Коэффициент регулятора давления РДУК-2В-200/105 лежит в желаемых пределах 10÷80%, регулятор будет работать стабильно. К установке принимаем газорегуляторный пункт с регулятором давления РДУК-2В-200/105.

**Котельная «Центральная»** – регулятор РДУК-2В-200/105

Требуемая пропускная способность ГРП – 4742,3 м<sup>3</sup>/ч.

Избыточное давление газа до регулятора 184 кПа, абсолютное давление газа на входе 285 кПа.

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

Площадь седла клапана регулятора давления – 86,5 см<sup>2</sup>.

Коэффициент расхода – 0,49.

Плотность газа – 0,776 кг/м<sup>3</sup>.

При  $p_2/p_1=106/285=0,37$   $\varphi=0,44$ .

Максимальная пропускная способность регулятора давления РДУК-2В-200/105 рассчитывается по формуле (51) и составляет:

$$Q_{\max} = 1,595 \cdot 86,5 \cdot 0,44 \cdot 0,49 \cdot 285 \cdot \sqrt{\frac{1}{0,776}} = 9706 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Коэффициент регулятора давления РДУК-2В-200/105 рассчитывается по формуле (50) и составляет:

$$K_3 = \frac{4742,3}{9706} 100 = 48,86 \%$$

Коэффициент регулятора давления РДУК-2В-200/105 лежит в желаемых пределах 10÷80%, регулятор будет работать стабильно. К установке принимаем газорегуляторный пункт с регулятором давления РДУК-2В-200/105.

## **2. Технология возведения инженерных сооружений**

### **2.1 Подготовительные работы**

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

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

Начальным этапом подготовительных работ является разметка, которую выполняет представитель участка подготовки производства. Разбивку трассы ведут от действующего газопровода или ГРП, от красных линий застроек. Разбивка заключается в закреплении на местности контуров трассы

деревянными кольями или металлическими штырями длиной 400-500мм, диаметр 12-15мм в соответствующих точках через 100-150 метров. Вскрытие инженерных коммуникаций, пересекаемых трубопроводами, должно производиться в присутствии представителей заинтересованных организаций. При этом должны приниматься меры к предохранению вскрытых коммуникаций от повреждений. За состояние разбивки трассы несет ответственность монтажная организация.

## **2.2 Земляные работы**

Земляные работы по рытью траншей и котлованов производятся после разбивки трассы газопроводов. Должны быть определены границы разработки траншей или котлованов с установкой указателей о наличии на данном участке трассы подземных коммуникаций.

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

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

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

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

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

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

Перед сборкой под сваркой стальных труб необходимо:

- 1) очистить их внутреннюю полость от возможных засорений - (грунта, льда, снега, воды, строительного мусора, отдельных предметов и др.);
- 2) проверить геометрические размеры разделки кромок, выправить плавные вмятины на концах труб глубиной до 3.5% наружного диаметра трубы;
- 3) очистить до чистого металла кромки и прилегающие к ним внутреннюю и наружную поверхности труб.

### **2.3 Монтаж газопроводов**

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

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

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

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

## **2.4 Испытание газопроводов**

Перед испытаниями на прочность и герметичность для очистки внутренней поверхности труб от грязи, влаги применяют пневматическую очистку. Затем производят испытание газопровода на прочность давлением 3 кгс/см<sup>2</sup> в течение 1 часа, затем давление снижают до 1 кгс/см<sup>2</sup> и выдерживают в течение суток – испытание на плотность. Под этим давлением осматривают сварные стыки и арматуру, устраняют утечки. После испытания приступают к изоляции стыков.

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

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

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

## **2.5 Благоустройство трассы**

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

## **2.6. Сдача объекта в эксплуатацию**

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

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

- комплект рабочих чертежей со всеми согласованиями и изменениями;
- сертификаты заводов изготовителей на трубы, фасонные части, сварочные и изоляционные материалы;
- технические паспорта заводов изготовителей на оборудование, покрытие, изолирующие фланцы, арматуру (свыше 100мм), инструкции заводов изготовителей по эксплуатации оборудования и приборов;
- строительный паспорт газопровода и протокола проверки качества сварных стыков и испытания газопроводов;

- акт разбивки и передачи трассы;
- акты приемки установок, скрытых и специальных работ;
- журнал учета работ.

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



## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной бакалаврской работе рассмотрена комплексная газификация поселка Чунский Иркутской области, расход газа 11696,5 тыс. м<sup>3</sup>/год.

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

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

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

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

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

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

12. СП 131.13330.2018 Строительная климатология. Актуализированная редакция СНиП 23-01-1999. – Введ. 01.01.2013. – М.: Минрегион России, 2013. - 67 с.

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

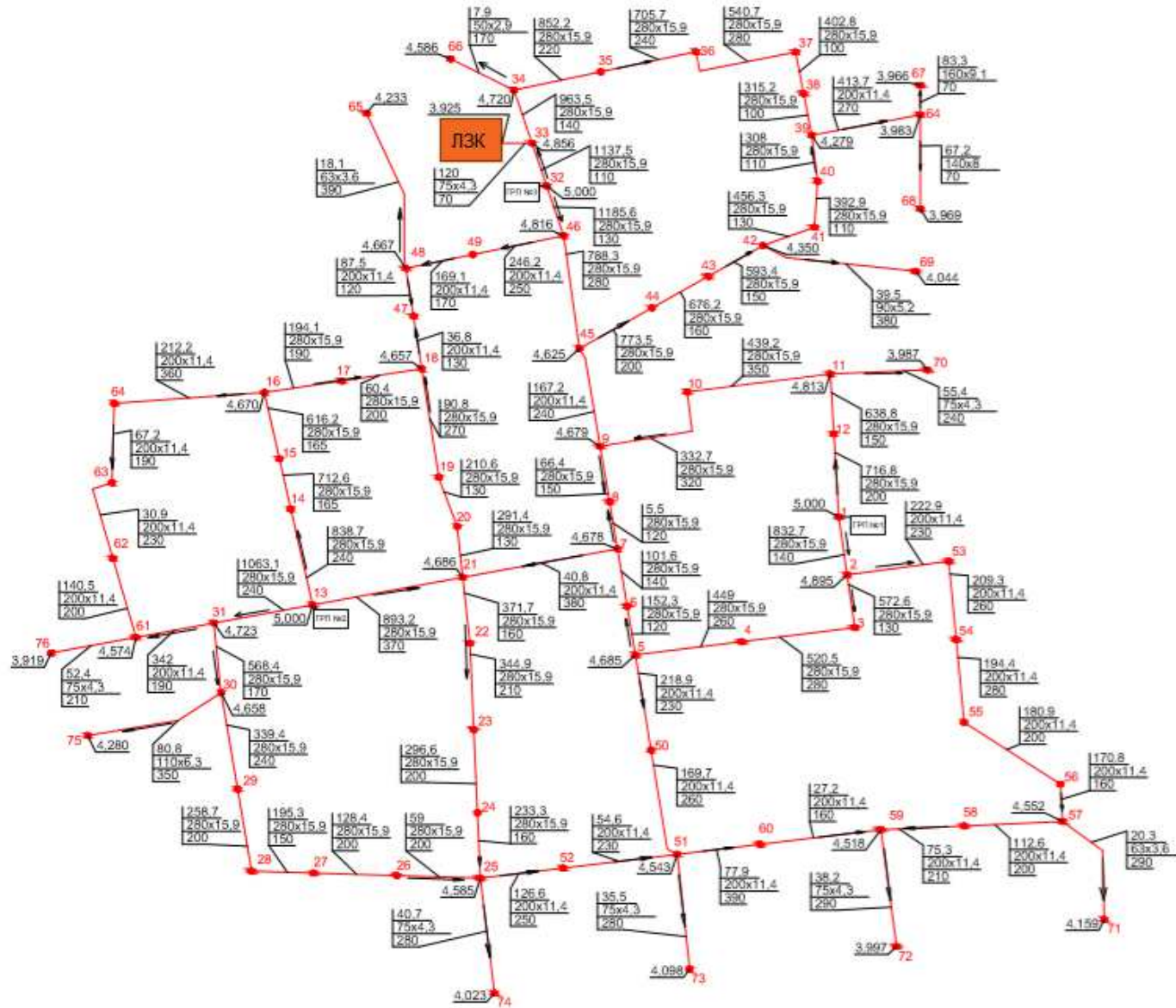
14. Газоснабжение. Гидравлический расчет распределительных газовых сетей низкого давления: учеб.-метод. пособие [для студентов напр. подг. 08.03.01 «Строительство» спец. 08.03.01.00.05 «Теплогазоснабжение и вентиляция»]/Сиб. федер. ун-т, Инж.-строит. ин-т ; сост.: И. Б. Оленев, А.И. Авласевич. - 2019

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


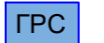




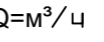
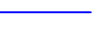



16. Газоснабжение. Расчет потребления природного газа: учеб.-метод. пособие [для студентов напр. подг. 08.03.01 «Строительство» спец. 08.03.01.00.05 «Теплогазоснабжение и вентиляция»]/Сиб. федер. ун-т, Инж.-строит. ин-т ; сост.: И. Б. Оленев, А.И. Авласевич. - 2019

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

# ПРИЛОЖЕНИЕ А. Расчетная схема потокораспределения сети низкого давления

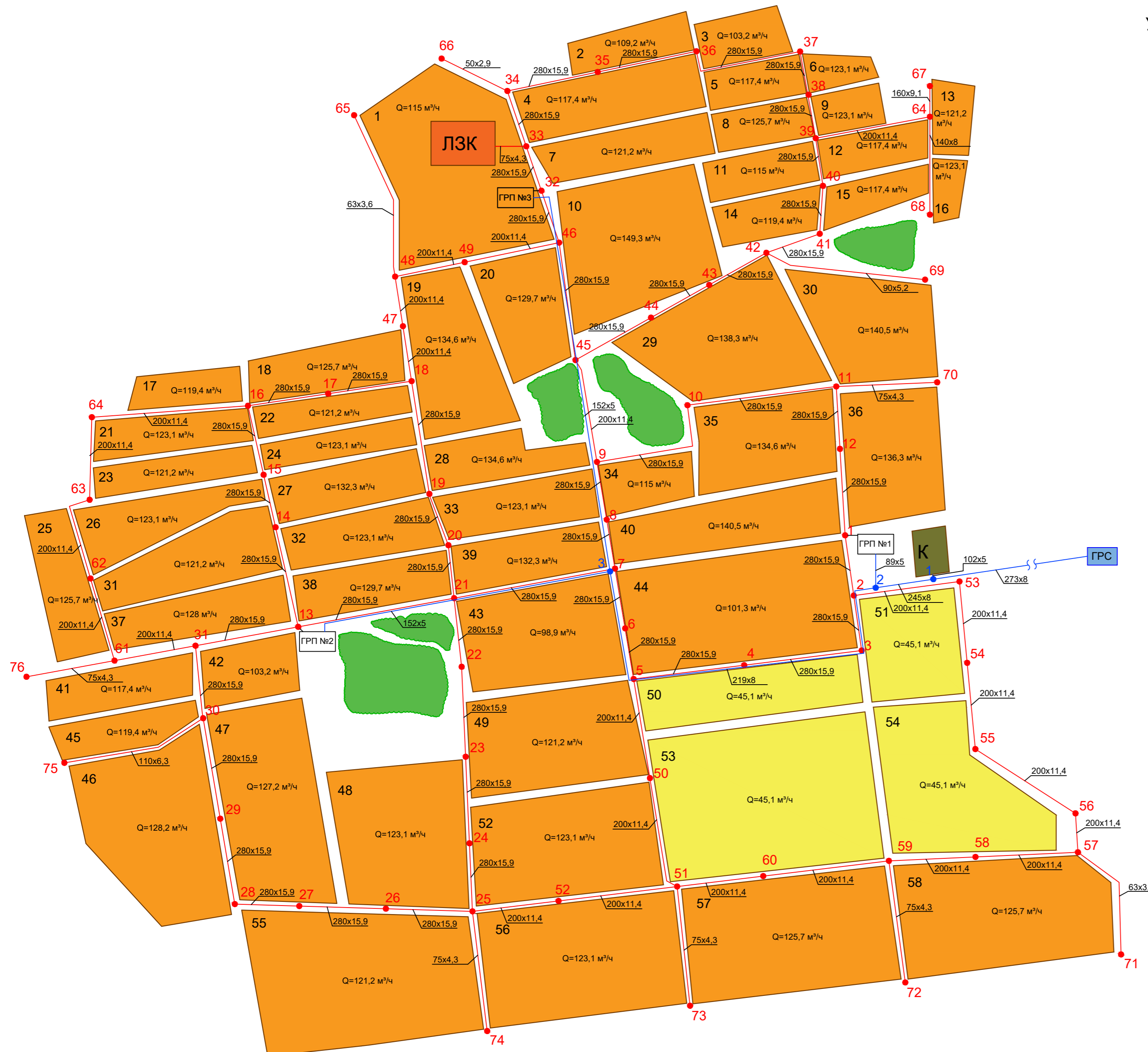


## Условные обозначения и изображения

-  Территория многоэтажной застройки
-  Газораспределительная станция
-  Отопительная котельная
-  Лесозаготовительный комплекс
-  Проектируемый ГРП
-  Номер квартала
-  Расход газа кварталом, м³/ч
-  Газопровод среднего давления
-  Газопровод низкого давления
-  Диаметр газопровода, мм; толщина стенки трубы, мм
-  Зеленые насаждения

## Метеорологические характеристики

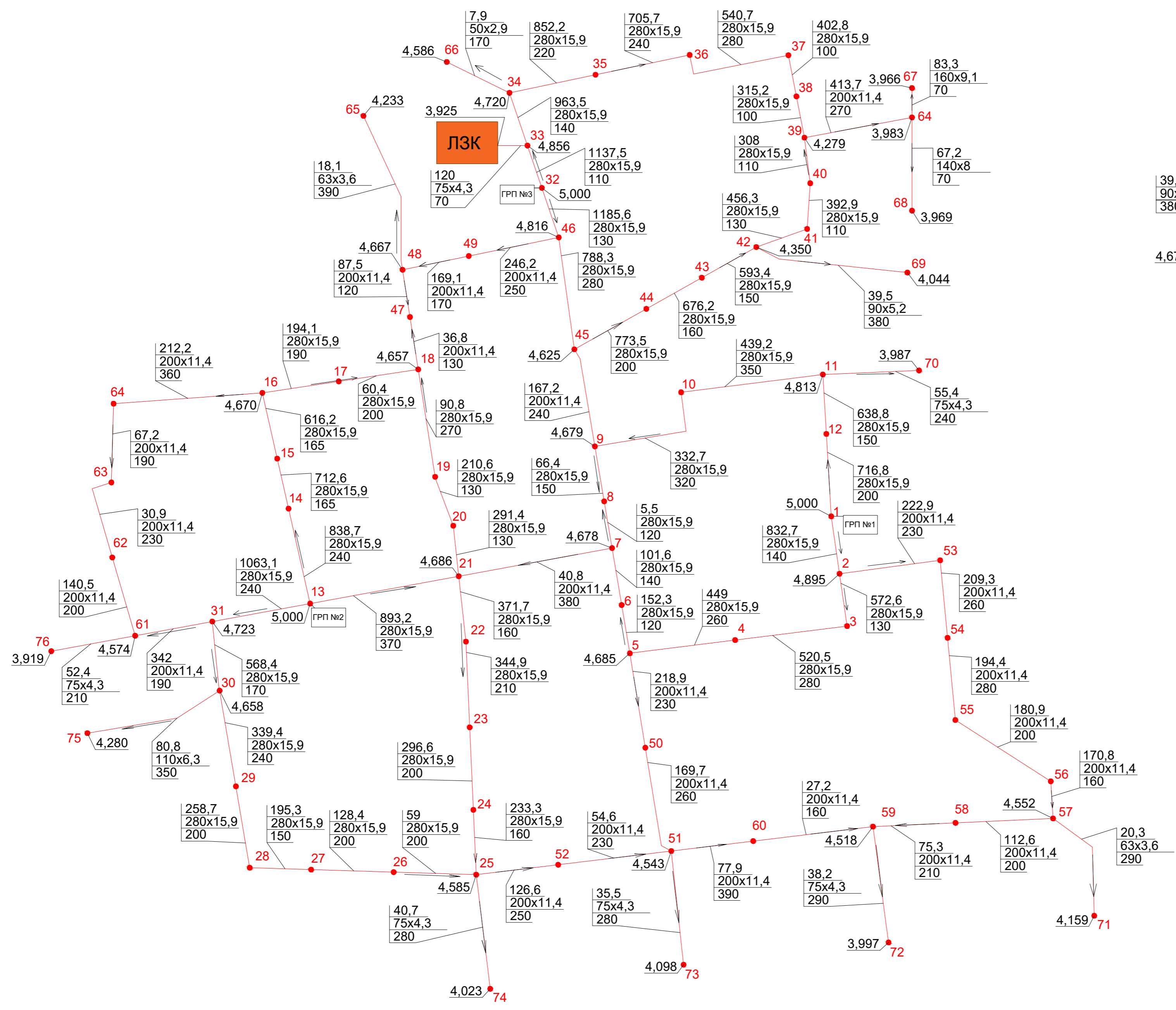
Рабочий поселок Чунский расположен в Иркутской области. Температура внутреннего воздуха отапливаемых зданий  $t_{вн}=22^{\circ}\text{C}$ , расчетная наружная для проектирования отопления  $t_{р.о.}=-39^{\circ}\text{C}$ , расчетная наружная для проектирования вентиляции  $t_{р.в.}=-26^{\circ}\text{C}$ , средняя температура наружного воздуха за отопительный период  $t_{ср}=-8,4^{\circ}\text{C}$ , продолжительность отопительного периода  $n=248$  дней.



Составлено	
Взят шифр №	
Подпись и дата	
М.п. № прол.	

ВКР-08.03.01.05-2020-ГС					
Сибирский Федеральный Университет Инженерно-строительный институт					
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.	Бробкин А.П.				
Руковод.	Оленев И.Б.				
Газоснабжение жилой зоны п. Чунский				Стация	Лист
				ч	1
Генплан п. Чунский 1:5000				ИСЗУС	
Н. контр.	Оленев И.Б.				
Зав. каф.	Матюшенко А.И.				
Формат А1					



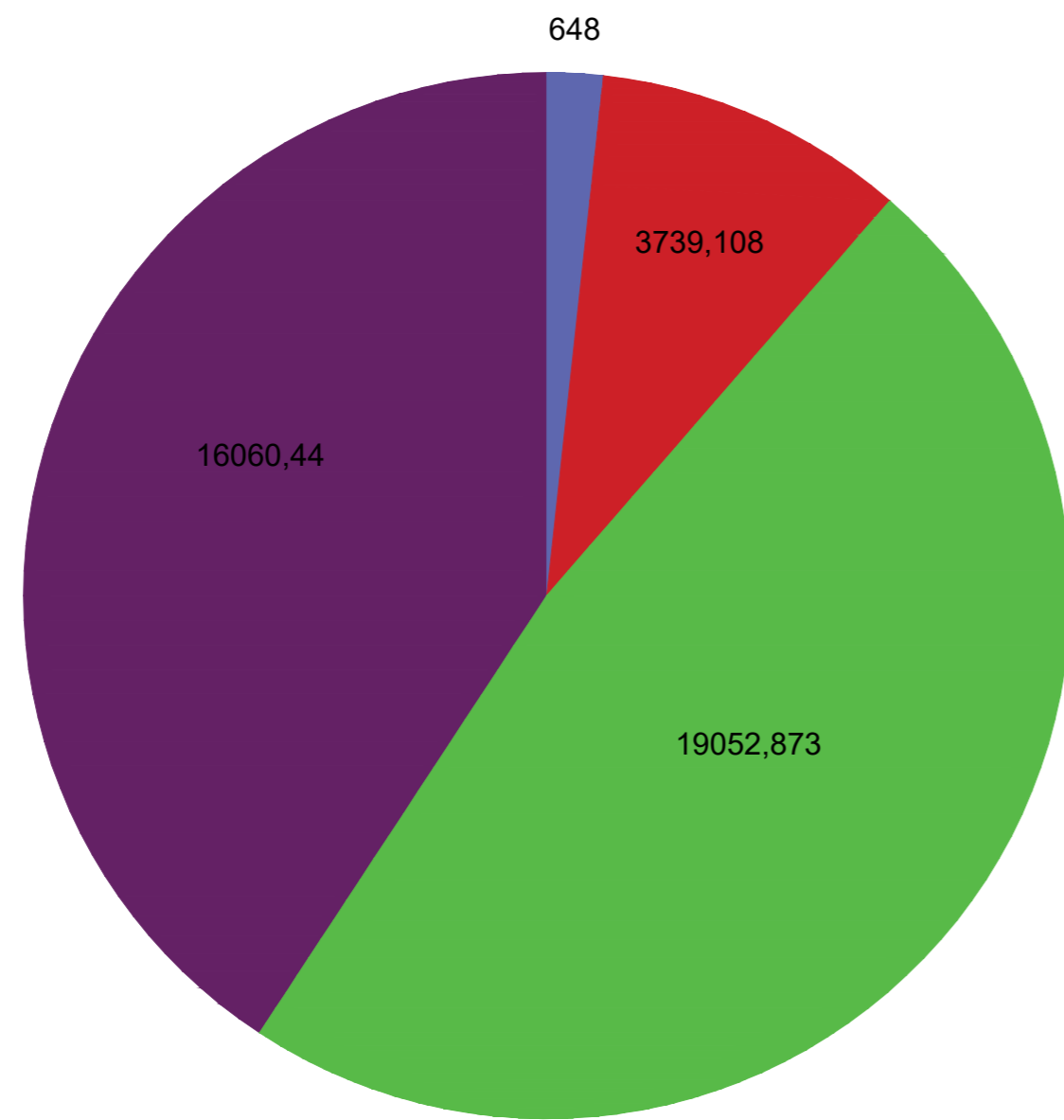


Условные обозначения и изображения

- $\frac{39,5}{90 \times 5,2}$   
 $\frac{380}{}$  Расход газа, м³/ч,  
Диаметр газопровода, ПЭ ГАЗ CDR 17,6, мм; толщина стенки, мм,  
Длина участка, м
- $\frac{4,678}{}$  Давление газа в узловой точке на сети низкого давления, кПа

ВКР-08.03.0105-2020-ГС					
Сибирский Федеральный Университет Инженерно-строительный институт					
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.	Бробикин А.П.				
Руковод.	Оленев И.Б.				
Газоснабжение жилой зоны п. Чунский		Стадия	Лист	Листов	
		ч	2	5	
Н. контр.	Оленев И.Б.	Схема сети низкого давления 15000			ИСЗУС
Зав. каф.	Матюшенко А.И.				
Формат А1					

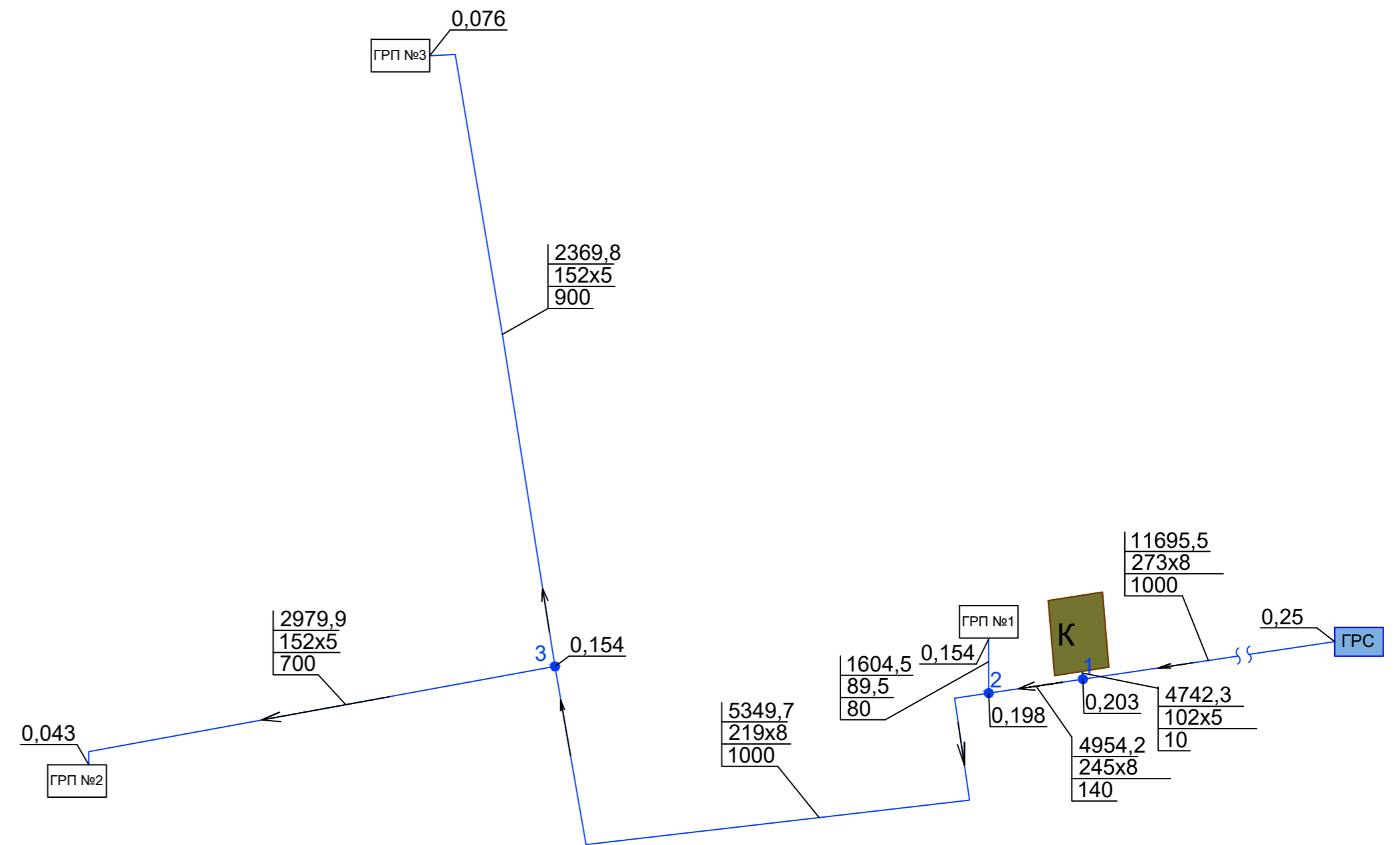
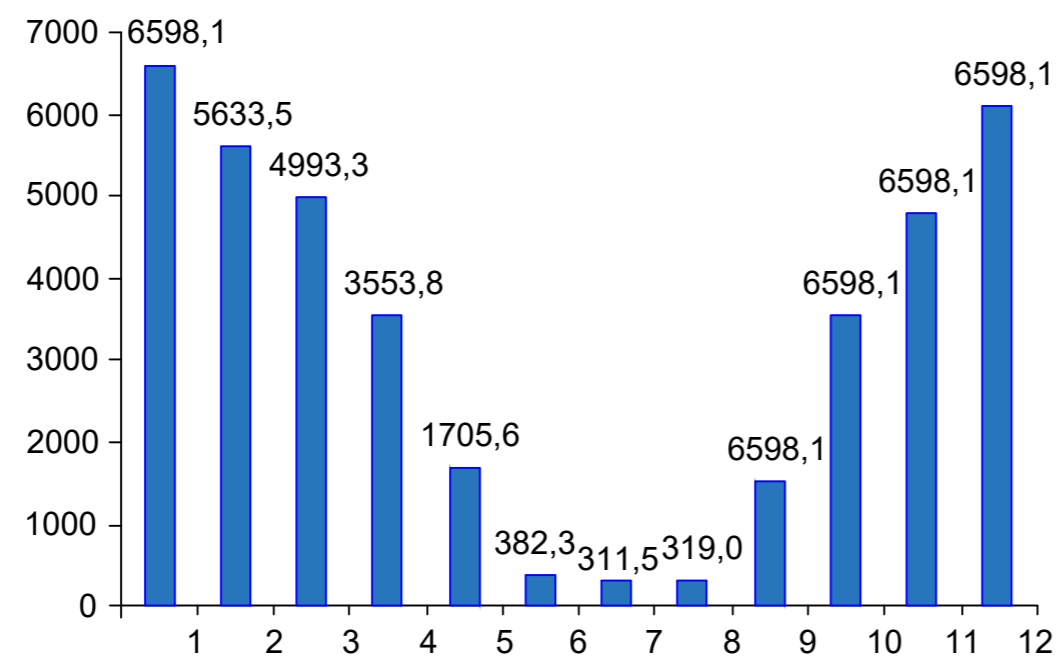
Расход газа по видам потребления, тыс. м³/год



Условные обозначения и изображения

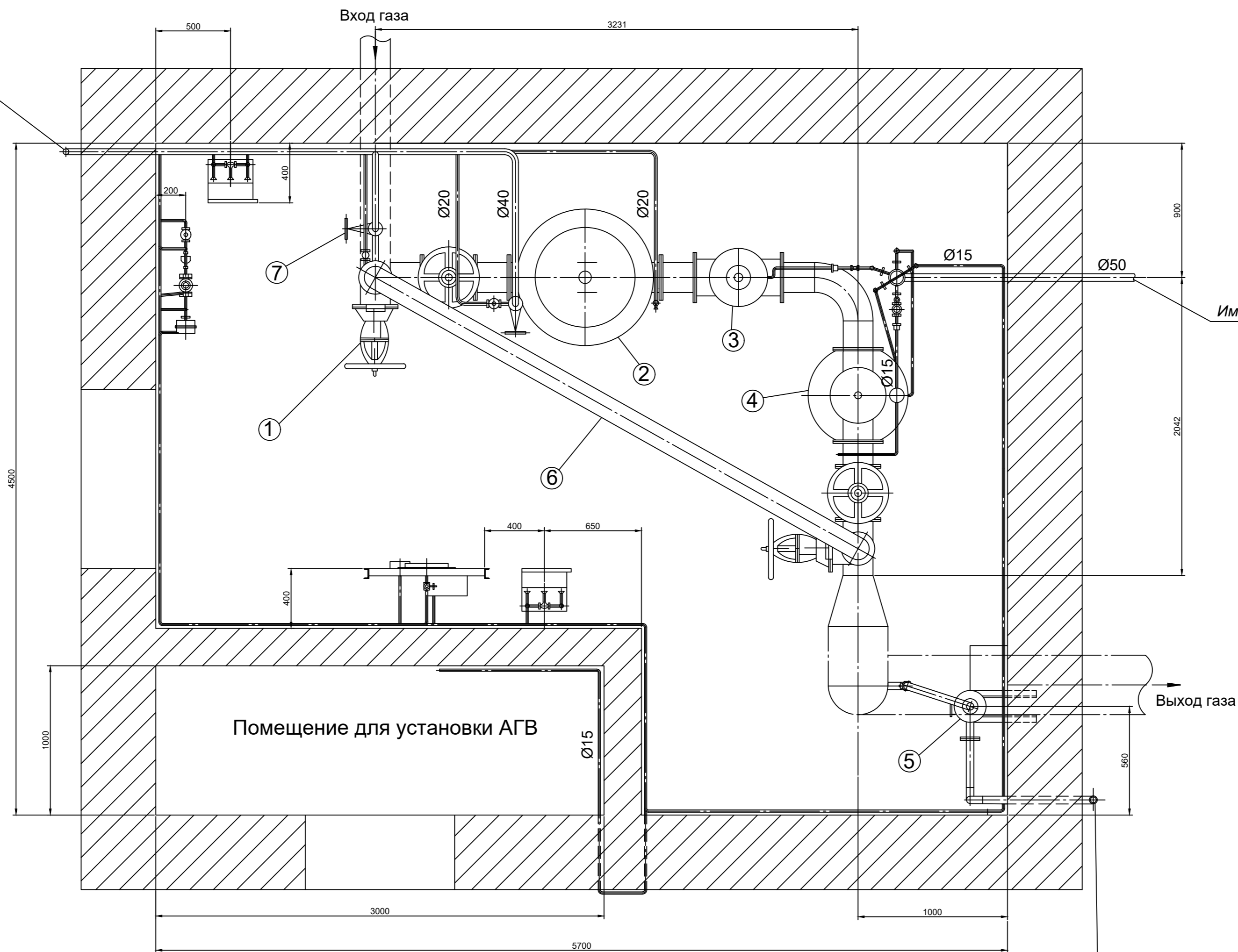
- Котельная "Центральная"
- ЛЗК
- КПБ население
- ОВ население
- $\frac{11695,5}{273 \times 8}$   
 $\frac{1000}{1000}$  Расход газа, м³/ч,  
Диаметр газопровода, мм; толщина стенки, мм,  
Длина участка, м
- 0,25 Давление газа в узловой точке на сети среднего давления, МПа

Расход газа по месяцам, тыс. м³/месяц



ВКР-08.03.0105-2020-ГС					
Сибирский Федеральный Университет Инженерно-строительный институт					
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.	Бробикин А.П.				
Руковод.	Оленев И.Б.				
Газоснабжение жилой зоны п. Чунский				Стандия	Лист
				ч	3
Графики расхода газа; Схема сети среднего давления 1:5000				ИСЗУС	
Н. контр.	Оленев И.Б.				
Зав. каф.	Матюшенко А.И.				

Сбросной газопровод  
 Ø40 Вывести под покрытием  
 через стену выше карниза  
 крыши на 1 м



Импульсный газопровод Ø50

Выход газа

Помещение для установки АГВ

Сбросной газопровод  
 Ø50 Вывести через стену  
 выше карниза крыши на 1 м

Экспликация оборудования ГРП  
 с регулятором давления РДУК-2-200

Обозначение	Наименование	Примечание
1	Задвижка	
2	Фильтр	
3	Предохранительно-запорный клапан	
4	Регулятор давления РДУК-2-200	
5	Сбросной клапан	
6	Байпас	
7	Манометр	

ВКР-08.03.0105-2020-ГС					
Сибирский Федеральный Университет Инженерно-строительный институт					
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.	Бробикин А.П.				
Руковод.	Оленев И.Б.				
Газоснабжение жилой зоны п. Чунский			Стандия	Лист	Листов
			4	4	5
Н. контр.	Оленев И.Б.	План ГРП с регулятором давления РДУК-2-200			ИСЗУС
Зав. каф.	Матюшенко А.И.				

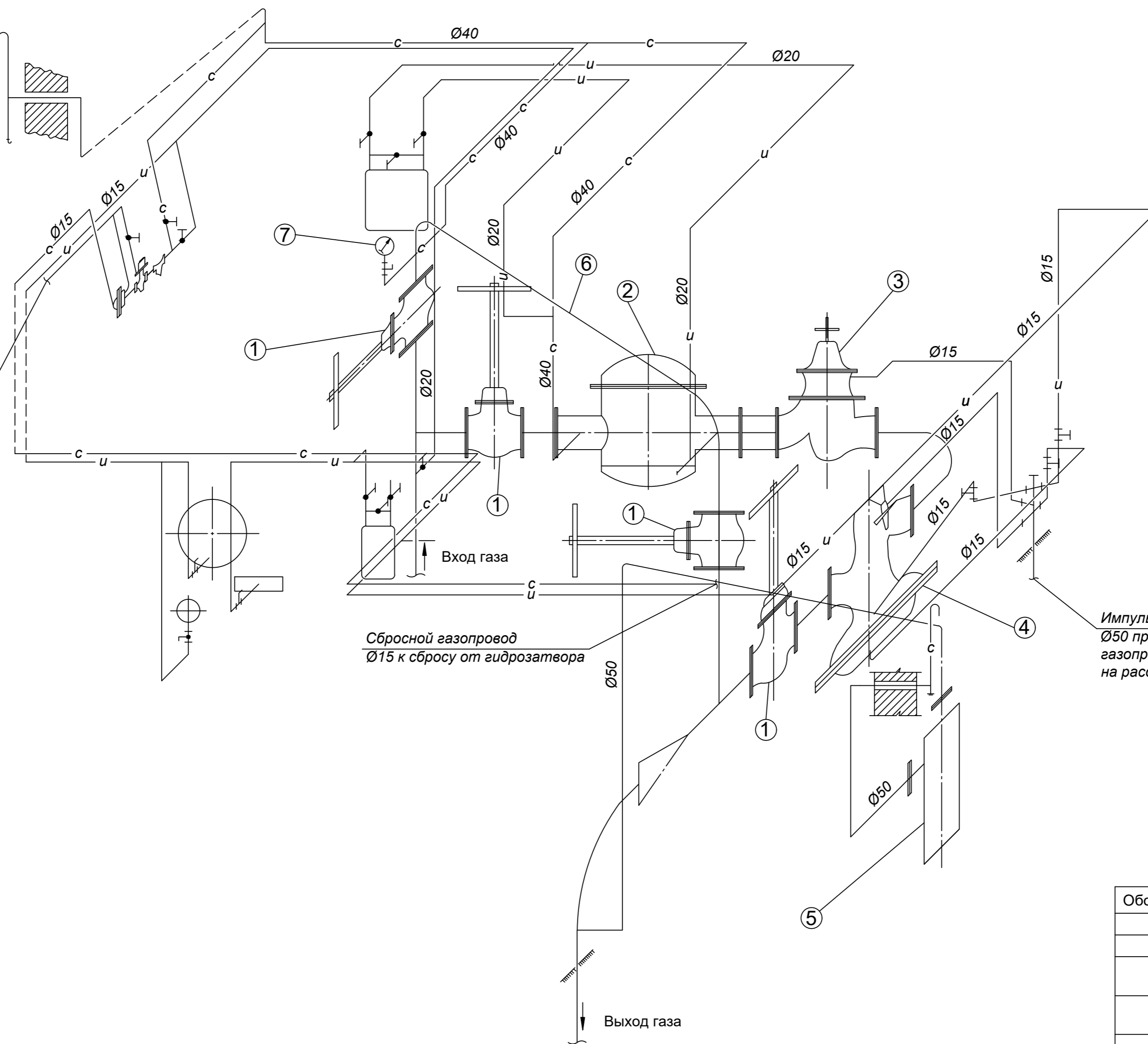


Сбросной газопровод  
 $\varnothing 40$  Вывести под покрытием  
 через стену выше карниза  
 крыши на 1 м

Сбросной газопровод  
 $\varnothing 15$  к газопроводу прибору  
 отопления

Сбросной газопровод  
 $\varnothing 15$  к сбросу от гидрозатвора

Импульсный газопровод  
 $\varnothing 50$  присоединить к основному  
 газопроводу на прямом участке  
 на расстоянии 4 м от поворота



Экспликация оборудования ГРП  
 с регулятором давления РДУК-2-200

Обозначение	Наименование	Примечание
1	Задвижка	
2	Фильтр	
3	Предохранительно-запорный клапан	
4	Регулятор давления РДУК-2-200	
5	Сбросной клапан	
6	Байпас	
7	Манометр	

ВКР-08.03.0105-2020-ГС					
Сибирский Федеральный Университет Инженерно-строительный институт					
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.	Бробкин А.П.				
Руковод.	Оленев И.Б.				
Газоснабжение жилой зоны п. Чунский			Стандия	Лист	Листов
			ч	5	5
Н. контр.	Оленев И.Б.	Схема ГРП с регулятором давления РДУК-2-200			ИСЗУС
Зав. каф.	Матюшенко А.И.				

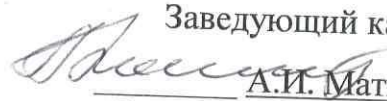
Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Инженерно-строительный  
институт

Инженерные системы зданий и сооружений  
кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

  
А.И. Матюшенко

Подпись                      инициалы, фамилия

«30» 06 2020г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

08.03.01 «Строительство»

код и наименование направления

Газоснабжение жилой зоны п. Чунский

тема

Руководитель

  
подпись, дата

доцент, к.т.н  
должность, ученая степень


И.Б.Оленев  
инициалы, фамилия

Выпускник

  
подпись, дата

А.П. Бровкин  
инициалы, фамилия

Нормоконтролер

  
подпись, дата

И.Б.Оленев  
инициалы, фамилия

Красноярск 2020