

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

Инженерно-строительный институт  
институт  
Инженерные системы зданий и сооружений  
кафедра

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
Г.В. Сакаш  
подпись      инициалы, фамилия  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20 \_\_ г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

08.03.01.00.05

код – наименование направления

«Газоснабжение жилой зоны г.Северобайкальск»

тема

Руководитель

\_\_\_\_\_

подпись, дата

доцент, к.т.н.

должность, ученая степень

И.Б. Оленев

инициалы, фамилия

Выпускник

\_\_\_\_\_

подпись, дата

С.А. Беляев

инициалы, фамилия

Красноярск, 2017

Продолжение титульного листа БР по теме: «Газоснабжение  
жилой зоны г.Северобайкальск»

---

Консультант по  
разделу:

ТВИС

наименование раздела

\_\_\_\_\_

подпись, дата

И.Б. Оленев

инициалы, фамилия

Нормоконтролёр

\_\_\_\_\_

подпись, дата

И.Б. Оленев

инициалы, фамилия

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение .....	4
1 Газоснабжение .....	5
1.1 Общие сведения о населенном пункте.....	6
1.2 Расчет низшей теплоты сгорания и плотности используемого газа.....	8
1.3 Расчет потребления природного газа населением .....	9
1.4 Расчет потребления газа промышленными объектами.....	21
1.5 Сводный расчет потребления природного газа .....	23
1.6 Принципиальная схема газоснабжения населенного пункта.....	24
1.6.1 Выбор оптимального количества сетевых ГРП.....	24
1.6.2 Трассировка газовых сетей .....	24
1.7 Распределительные сети низкого давления .....	26
1.7.1 Расчетная схема распределенных сетей низкого давления, определение расчетного расхода газа в распределительных газопроводах низкого давления.....	26
1.7.2 Гидравлический расчет газовых сетей низкого давления.....	35
1.8 Распределительные сети среднего давления.....	51
1.8.1 Гидравлический расчет сети среднего давления.....	52
1.9. Газорегуляторные станции (ГРС) .....	65
1.9 Подбор газорегуляторных пунктов и регуляторов давления.....	67
1.10 Расчет неравномерности потребления газа .....	80
2. Технология возведения инженерных сетей.....	84
2.1 Подготовительные работы.. ..	84
2.2. Определение объёмов земляных работ .....	84
2.3. Подбор строительных машин и механизмов.....	85
2.4. Монтаж газопровода в траншею.. ..	86
2.5. Испытания газопровода .....	87
2.6. Сдача объекта в эксплуатацию.....	88
Заключение.....	89
Список использованных источников .....	90

## **ВВЕДЕНИЕ**

Природный газ является высокоэффективным энергоносителем, газификация может составить основу социально-экономического развития, обеспечить улучшение условий труда и быта населения, а также снижение загрязнения окружающей среды. Использование газового топлива позволяет внедрять эффективнее методы передачи теплоты, создавать экономичные и высокопроизводительные тепловые агрегаты с меньшими габаритными размерами, стоимостью и высоким КПД, а также повышать качество продукции.

Развитие добычи газа обуславливается ростом газопотребления, который осуществляется, во-первых, путем увеличения объемов использования его в городах, уже газифицированных к настоящему времени, а во-вторых, за счет газификации новых городов и населенных пунктов, в том числе в сельской местности.

В Российской Федерации газоснабжение городов и населенных пунктов является одним из приоритетов государственной политики при очевидных результатах. Законодательной базой газификации является Федеральный закон «О газоснабжении в РФ» принятый 31.03.99 г. №69 ФЗ.

Рост потребления газа в городах, поселках и сельской местности, а также масштабность распределительных систем ставит новые и сложные задачи, связанные с развитием и реконструкцией систем, повышением их надежности, необходимостью экономичного использования газа и защиты воздушного бассейна от загрязнений.

Неоспоримые достоинства газа и наличие его значительных запасов создают условия для дальнейшего развития газоснабжения страны.

В бакалаврской работе представлены материалы по газификации г.Северобайкальск, численность населения которого составляет 24 000 человека.

Газифицировать предполагается природным газом, добываемым на Ковыктинском месторождении. Благодаря техническим решениям, представленным в работе, газификация г. Северобайкальска может вестись на современном технологическом уровне, решая задачи газоснабжения населения.

## 1. Газоснабжение

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

При проектировании новых систем газоснабжения необходимо руководствоваться СП 62.13330.2011 и Правилами безопасности в газовом хозяйстве.

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

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

Определение норм удельных расходов газа на бытовые и коммунально-бытовые нужды производится по среднегодовым нормам расхода тепла. Нормы расхода тепла не являются величиной постоянной. Для бытовых потребителей зависят от климатических условий, охвата населения общественным питанием, наличия или отсутствия центрального отопления, ассортимента и качества бытовых приборов, практики их эксплуатации. В предприятиях общественного питания на нормы расхода газа влияют количество приготавливаемых блюд, весовой объем отпускаемых блюд, их ассортимент, тип и качество нагревательных газовых приборов.

Большая часть этих факторов не поддается теоретическому подсчету – учету, и определение годовой потребности в газе производится по усредненным нормам расхода теплоты, полученным из практики.

### 1.1 Общие сведения о населенном пункте.

Северобайкальск – город республиканского подчинения в Республике Бурятия, расположен на северном берегу Байкала. Численностью населения 24 000 человек. Этажность застройки – один, два и пять этажей. Часть жилого сектора обеспечена централизованными системами отопления и горячего водоснабжения. В городе - крупная станция Северобайкальск Восточно-Сибирской железной дороги.

Метеорологические условия:

- температура внутреннего воздуха отапливаемых зданий,  $t_{BH}=20^{\circ}\text{C}$ ;
- расчетная наружная для проектирования отопления,  $t_{P.O} = -32^{\circ}\text{C}$ ;
- расчетная наружная для проектирования вентиляции,  $t_{P.B.} = -32^{\circ}\text{C}$ ;
- средняя наружного воздуха за отопительный сезон,  $t_{CP.O} = -9,6^{\circ}\text{C}$ ;
- продолжительность отопительного периода,  $n_0 = 255$  суток.

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>
1	500	10000
2	450	9000
3	430	8600
4	780	Отопление и ГВС от котельной
5	950	Отопление и ГВС от котельной
6	950	Отопление и ГВС от котельной
7	900	Отопление и ГВС от котельной

Продолжение таблицы 1

Номер квартала	Число жителей (потребителей газа)	Площадь отапливаемых помещений автономной системой теплоснабжения, м <sup>2</sup>
8	750	Отопление и ГВС от котельной
9	970	Отопление и ГВС от котельной
10	800	Отопление и ГВС от котельной
11	500	10000
12	450	9000
13	490	9800
14	550	11000
15	950	Отопление и ГВС от котельной
16	900	Отопление и ГВС от котельной
17	430	8600
18	550	11000
19	420	8400
20	1000	Отопление и ГВС от котельной
21	980	Отопление и ГВС от котельной
22	550	Отопление и ГВС от котельной
23	400	8000
24	450	9000
25	410	8200
26	950	Отопление и ГВС от котельной
27	980	Отопление и ГВС от котельной
28	800	Отопление и ГВС от котельной
29	830	Отопление и ГВС от котельной
30	630	12600
31	600	12000
32	650	13000
33	550	11000

Окончание таблицы 1

Номер квартала	Число жителей (потребителей газа)	Площадь отапливаемых помещений автономной системой теплоснабжения, м <sup>2</sup>
34	450	9000
35	650	13000
36	400	8000

Исходные данные для газификации котельных и предприятий г. Северобайкальск:

- абонент А – котельная, вырабатываемая тепловая мощность 79 Гкал/ч;
- абонент Б – котельная, вырабатываемая тепловая мощность 6 Гкал/ч;
- абонент В – котельная, вырабатываемая тепловая мощность 3,2 Гкал/ч;
- абонент Г – предприятие по разведению рыбы, годовой расход газа 0,5 млн.м<sup>3</sup>/год;
- абонент Д – лесозаготовительное предприятие, годовой расход газа 1,5 млн.м<sup>3</sup>/год.

### 1.2 Расчет низшей теплоты сгорания и плотности используемого газа

Газифицировать г.Северобайкальск предполагается природным газом следующего состава горючих компонентов: метан – 91,7%, этан – 4,4%; пропан – 1,1%, бутан – 1%, углекислый газ – 0,15%, азот + редкие газы – 1,65%.

Теплота сгорания топлива, кДж/м<sup>3</sup>, определяется как сумма произведений величин, теплоты сгорания горючих компонентов, на их объемные доли по формуле

$$Q_p^H = 0,01 \cdot (\%_1 \cdot Q_{p1}^H + \%_2 \cdot Q_{p2}^H + \dots + \%_n \cdot Q_{pn}^H), \quad (1)$$

где  $\%_1, \%_2, \%_n$  – соответственно объемные доли веществ, входящих в состав топлива;

$Q_{p1}^H, Q_{p2}^H, Q_{pn}^H$  – соответственно теплота сгорания горючих компонентов.



Низшая теплота сгорания с заданными значениями объемных долей составляет

$$Q_p^H = 0,01 \cdot (91,7 \cdot 35840 + 4,4 \cdot 63730 + 1,1 \cdot 93370 + 1 \cdot 123770) = 37930 \text{ кДж/м}^3.$$

Плотность газа, кг/м<sup>3</sup>, определяется как сумма произведений плотности компонентов на их объемные доли по формуле:

$$\rho_z = 0,01 \cdot (\%_1 \cdot \rho_1 + \%_2 \cdot \rho_2 + \dots + \%_n \cdot \rho_n), \quad (2)$$

где  $\%_1, \%_2, \%_n$  – то же, что и в формуле (1);

$\rho_1, \rho_2, \rho_n$  – соответственно плотности компонентов, входящих в состав топлива.

Плотность газа с заданными значениями объемных долей составляет:

$$\rho_z = 0,01 \cdot (91,7 \cdot 0,717 + 4,4 \cdot 1,357 + 1,1 \cdot 2,019 + 1 \cdot 2,703 + 0,15 \cdot 1,977 + 1,65 \cdot 1,251) = 0,790 \text{ кг/м}^3.$$

### 1.3 Расчет потребления природного газа населением.

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

$$Q_{год} = N \cdot \frac{\delta \cdot Q}{100 \cdot Q_H^P} \cdot 10^{-3}, \quad (3)$$

где  $N$  – количество потребителей, чел;

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

$Q$  – норма расхода газа на данный вид коммунальных услуг, кДж;

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

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

$$Q_{O.B.} = \left[ 24 \cdot (1 + K) \cdot \frac{t_{BH} - t_{CP.O}}{t_{BH} - t_{P.O.}} + Z \cdot K_1 \cdot K \cdot \frac{t_{BH} - t_{CP.O}}{t_{BH} - t_{P.B.}} \right] \cdot \frac{g \cdot F \cdot n_o}{\eta_0 \cdot Q_H^P} \cdot 10^{-3}, \quad (4)$$

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

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

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

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

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

$n_0$  – продолжительность отопительного периода, сут;

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

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

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

$$Q_{ч} = \frac{Q_{год} \cdot 10^3}{m}, \quad (5)$$

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

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

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

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

$$Q_{ч} = \frac{Q_{год} \cdot 10^3}{m}, \quad (6)$$

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

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

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

$$m_{O.B.} = n_0 \cdot \left[ 24 \cdot (1 + K) \cdot \frac{t_{BH} - t_{CP.O.}}{t_{BH} - t_{P.O.}} + Z \cdot K_1 \cdot K \cdot \frac{t_{BH} - t_{CP.O.}}{t_{BH} - t_{P.B.}} \right], \quad (7)$$

где  $n_0$  – продолжительность отопительного периода, сут;

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

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

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

Расчет годового расхода газа на коммунально-бытовые нужды проведен по формуле (3) и сведен в таблицу 2.

Таблица 2 – Расчет годового расхода газа на коммунально-бытовые нужды

Номер квартала	Количество потребителей	Назначение расходуемого газа	Норма расхода газа на одного потребителя		Расход газа, тыс.м3/год
			кДж	м3	
1	500	Приготовление пищи и горячей воды	$10000 \times 10^3$	263,6	131,82
2	450	Приготовление пищи и горячей воды	$10000 \times 10^3$	263,6	118,63
3	430	Приготовление пищи и горячей воды	$10000 \times 10^3$	263,6	113,36
4	780	Приготовление пищи	$4100 \times 10^3$	108,1	84,31
5	950	Приготовление пищи	$4100 \times 10^3$	108,1	102,68
6	950	Приготовление пищи	$4100 \times 10^3$	108,1	102,68
7	900	Приготовление пищи	$4100 \times 10^3$	108,1	97,28
8	750	Приготовление пищи	$4100 \times 10^3$	108,1	81,07

Продолжение таблицы 2

Номер квартала	Количество потребителей	Назначение расходуемого газа	Норма расхода газа на одного потребителя		Расход газа, тыс.м <sup>3</sup> /год
			кДж	м <sup>3</sup>	
9	970	Приготовление пищи	4100×10 <sup>3</sup>	108,1	104,85
10	800	Приготовление пищи	4100×10 <sup>3</sup>	108,1	86,47
11	500	Приготовление пищи и горячей воды	10000×10 <sup>3</sup>	263,6	131,82
12	450	Приготовление пищи и горячей воды	10000×10 <sup>3</sup>	263,6	118,63
13	490	Приготовление пищи и горячей воды	10000×10 <sup>3</sup>	263,6	129,18
14	550	Приготовление пищи и горячей воды	10000×10 <sup>3</sup>	263,6	145,00
15	950	Приготовление пищи	4100×10 <sup>3</sup>	108,1	102,68
16	900	Приготовление пищи	4100×10 <sup>3</sup>	108,1	97,28
17	430	Приготовление пищи и горячей воды	10000×10 <sup>3</sup>	263,6	113,36
18	550	Приготовление пищи и горячей воды	10000×10 <sup>3</sup>	263,6	145,00
19	420	Приготовление пищи и горячей воды	10000×10 <sup>3</sup>	263,6	110,73
20	1000	Приготовление пищи	4100×10 <sup>3</sup>	108,1	108,09
21	980	Приготовление пищи	4100×10 <sup>3</sup>	108,1	105,93
22	550	Приготовление пищи	4100×10 <sup>3</sup>	108,1	59,45
23	400	Приготовление пищи и горячей воды	10000×10 <sup>3</sup>	263,6	105,45
24	450	Приготовление пищи и горячей воды	10000×10 <sup>3</sup>	263,6	118,63
25	410	Приготовление пищи и горячей воды	10000×10 <sup>3</sup>	263,6	108,09
26	950	Приготовление пищи	4100×10 <sup>3</sup>	108,1	102,68
27	980	Приготовление пищи	4100×10 <sup>3</sup>	108,1	105,93
28	800	Приготовление пищи	4100×10 <sup>3</sup>	108,1	86,47
29	830	Приготовление пищи	4100×10 <sup>3</sup>	108,1	89,71

## Окончание таблицы 2

Номер квартала	Количество потребителей	Назначение расходаемого газа	Норма расхода газа на одного потребителя		Расход газа, тыс.м <sup>3</sup> /год
			кДж	м <sup>3</sup>	
30	630	Приготовление пищи и горячей воды	10000×10 <sup>3</sup>	263,6	166,09
31	600	Приготовление пищи и горячей воды	10000×10 <sup>3</sup>	263,6	158,18
32	650	Приготовление пищи и горячей воды	10000×10 <sup>3</sup>	263,6	171,36
33	550	Приготовление пищи и горячей воды	10000×10 <sup>3</sup>	263,6	145,00
34	450	Приготовление пищи и горячей воды	10000×10 <sup>3</sup>	263,6	118,63
35	650	Приготовление пищи и горячей воды	10000×10 <sup>3</sup>	263,6	171,36
36	400	Приготовление пищи и горячей воды	10000×10 <sup>3</sup>	263,6	105,45
Итого:					4143,52

Согласно расчетам, приведенным в таблице 3 годовой расход газа на коммунально-бытовые нужды составляет 4143,52 тыс.м<sup>3</sup>/год.

Расчет часового расхода газа на коммунально-бытовые нужды проведен по формуле (5) и сведен в таблицу 3.

Таблица 3 – Расчет часового расхода газа на коммунально-бытовые нужды

Номер квартала	Годовой расход газа, тыс. м <sup>3</sup> /год	Число часов максимума	Часовой расход газа, тыс.м <sup>3</sup> /ч
1	131,8	1800	73,2
2	118,6	1800	65,9
3	113,3	1800	62,9
4	84,31	1800	46,8

## Продолжение таблицы 3

Номер квартала	Годовой расход газа, тыс. м3/год	Число часов максимума	Часовой расход газа, тыс.м3/ч
5	102,6	1800	57,0
6	102,6	1800	57,0
7	97,28	1800	54,0
8	81,07	1800	45,0
9	104,8	1800	58,2
10	86,4	1800	48,0
11	131,8	1800	73,2
12	118,6	1800	65,9
13	129,1	1800	71,7
14	145,0	1800	80,5
15	102,6	1800	57,0
16	97,2	1800	54,0
17	113,3	1800	62,9
18	145,0	1800	80,5
19	110,7	1800	61,5
20	108,0	1800	60,0
21	105,9	1800	58,8
22	59,4	1800	33,0
23	105,4	1800	58,5
24	118,6	1800	65,9
25	108,0	1800	60,0
26	102,6	1800	57,0
27	105,9	1800	58,8
28	86,4	1800	48,0
29	89,7	1800	49,8

## Окончание таблицы 3

Номер квартала	Годовой расход газа, тыс. м <sup>3</sup> /год	Число часов максимума	Часовой расход газа, тыс.м <sup>3</sup> /ч
30	166,0	1800	92,2
31	158,1	1800	87,8
32	171,3	1800	95,2
33	145,0	1800	80,5
34	118,6	1800	65,9
35	171,3	1800	95,2
36	105,4	1800	58,5
Итого:			2301,9

Часовой расход газа на коммунально-бытовые нужды в г.Северобайкальск по результатам расчета из таблицы 4 равен 2301,95 м<sup>3</sup>/ч.

Расчет годового расхода газа на нужды отопления и вентиляции проведен по формуле (4) и сведен в таблицу 4. Укрупненный показатель максимального часового расхода теплоты на отопление жилых зданий,  $g = 670$  кДж/ч на 1 м<sup>2</sup> жилой площади.

Таблица 4 – Расчет годового расхода газа на отопление и вентиляцию

Номер квартала	Жилая площадь отапливаемых помещений частного сектора, м	Расход газа, тыс.м <sup>3</sup> /год
1	10000	953,2
2	9000	857,9
3	8600	819,8
11	10000	953,2
12	9000	857,9
13	9800	934,1

## Окончание таблицы 4

Номер квартала	Жилая площадь отапливаемых помещений частного сектора, м	Расход газа, тыс.м <sup>3</sup> /год
14	11000	1048,5
17	8600	819,8
18	11000	1048,5
19	8400	800,7
23	8000	762,6
24	9000	857,9
25	8200	781,6
30	12600	1201,0
31	12000	1143,9
32	13000	1239,2
33	11000	1048,5
34	9000	857,9
35	13000	1239,2
36	8000	762,6
Итого:		18987,9

Согласно расчетам приведенным в таблице 4 годовой расход газа на нужды отопления и вентиляции составляет 18987,9 тыс.м<sup>3</sup>/год.

Расчет часового расхода газа на нужды отопления и вентиляции проведен по формуле (6) и сведен в таблицу 5.

Число часов использования максимума на отопление и вентиляцию определяется по формуле (7) и составляет

$$m_{ог} = 255 \cdot \left( 24(1 + 0,25) \frac{20 - (-9,6)}{20 - (-32)} + 16 \cdot 0,25 \cdot 0,4 \frac{20 - (-9,6)}{20 - (-32)} \right) = 4587 \text{ ч/год.}$$



Таблица 5 – 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	953,2	4587	207,8
2	857,9	4587	187,0
3	819,8	4587	178,7
11	953,2	4587	207,8
12	857,9	4587	187,0
13	934,1	4587	203,7
14	1048,5	4587	228,6
17	819,8	4587	178,7
18	1048,5	4587	228,6
19	800,7	4587	174,6
23	762,6	4587	166,3
24	857,9	4587	187,0
25	781,6	4587	170,4
30	1201,0	4587	261,8
31	1143,9	4587	249,4
32	1239,2	4587	270,2
33	1048,5	4587	228,6
34	857,9	4587	187,0
35	1239,2	4587	270,2
36	762,6	4587	166,3
Итого:			4139,6

Часовой расход газа на нужды отопления и вентиляции по результатам расчета из таблицы 6 равен 4139,6 м<sup>3</sup>/ч.

Расчет годового расхода газа потребителями, расположенными в жилой зоне сведен в таблицу 6. Исходные данные: таблицы 2 и 4.

Таблица 6 – Расчет годового расхода газа потребителями, расположенными в г. Северобайкальск

Номер квартала	Расход газа, тыс.м3/год		
	на коммунально-бытовые нужды	на отопление и вентиляцию	всего
1	131,8	953,2	1085,0
2	118,6	857,9	976,5
3	113,4	819,8	933,1
4	84,3	-	84,3
5	102,7	-	102,7
6	102,7	-	102,7
7	97,3	-	97,3
8	81,1	-	81,1
9	104,9	-	104,9
10	86,5	-	86,5
11	131,8	953,2	1085,0
12	118,6	857,9	976,5
13	129,2	934,1	1063,3
14	145,0	1048,5	1193,5
15	102,7	-	102,7
16	97,3	-	97,3
17	113,4	819,8	933,1
18	145,0	1048,5	1193,5
19	110,7	800,7	911,4
20	108,1	-	108,1
21	105,9	-	105,9

Окончание таблицы 6

Номер квартала	Расход газа, тыс.м3/год		
	на коммунально-бытовые нужды	на отопление и вентиляцию	всего
22	59,5	-	59,5
23	105,5	762,6	868,0
24	118,6	857,9	976,5
25	108,1	781,6	889,7
26	102,7	-	102,7
27	105,9	-	105,9
28	86,5	-	86,5
29	89,7	-	89,7
30	166,1	1201,0	1367,1
31	158,2	1143,9	1302,0
32	171,4	1239,2	1410,5
33	145,0	1048,5	1193,5
34	118,6	857,9	976,5
35	171,4	1239,2	1410,5
36	105,5	762,6	868,0
Итого:			23131,5

Годовой расход природного газа потребителями составляет 23131,5 тыс .м<sup>3</sup>/год.

Расчет часового расхода газа потребителями, расположенными в жилой зоне сведен в таблицу 7.

Исходные данные: таблицы 3 и 5.

Таблица 7 – Расчет часового расхода газа потребителями

Номер квартала	Расход газа, м <sup>3</sup> /ч		
	на коммунально-бытовые нужды	на отопление и вентиляцию	всего
1	73,2	207,8	281,0
2	65,9	187,0	252,9
3	63,0	178,7	241,7
4	46,8	-	46,8
5	57,0	-	57,0
6	57,0	-	57,0
7	54,0	-	54,0
8	45,0	-	45,0
9	58,3	-	58,3
10	48,0	-	48,0
11	73,2	207,8	281,0
12	65,9	187,0	252,9
13	71,8	203,7	275,4
14	80,6	228,6	309,2
15	57,0	-	57,0
16	54,0	-	54,0
17	63,0	178,7	241,7
18	80,6	228,6	309,2
19	61,5	174,6	236,1
20	60,1	-	60,1
21	58,9	-	58,9
22	33,0	-	33,0
23	58,6	166,3	224,8
24	65,9	187,0	252,9
25	60,1	170,4	230,5

## Окончание таблицы 7

Номер квартала	Расход газа, м <sup>3</sup> /ч		
	на коммунально-бытовые нужды	на отопление и вентиляцию	всего
26	57,0	-	57,0
27	58,9	-	58,9
28	48,0	-	48,0
29	49,8	-	49,8
30	92,3	261,8	354,1
31	87,9	249,4	337,3
32	95,2	270,2	365,4
33	80,6	228,6	309,2
34	65,9	187,0	252,9
35	95,2	270,2	365,4
36	58,6	166,3	224,8
Итого:			6441,6

Часовой расход природного газа потребителями составляет 6441,6 м<sup>3</sup>/ч.

Согласно расчетам для газоснабжения жилого сектора г.Северобайкальск требуется 4143,52 тыс.м<sup>3</sup>/год, расчетный часовой расход газа составляет 2301,7 м<sup>3</sup>/ч; расход газа на нужды отопления и вентиляции 23131,5 тыс.м<sup>3</sup>/год газа, расчетный часовой расход газа составляет 6441,6 м<sup>3</sup>/ч; расход газа на коммунально-бытовые нужды 4143,5 тыс.м<sup>3</sup>/год газа, расчетный часовой расход газа составляет 2302,0 м<sup>3</sup>/ч; для газоснабжения котельных требуется 51075,3 тыс.м<sup>3</sup>/год газа, расчетный часовой расход газа составляет 17430 м<sup>3</sup>/ч.

#### 1.4 Расчет потребления газа промышленными объектами

Тепловая энергия, идущая на нужды населения, вырабатывается в котлах малой мощности, установленных в трёх котельных расположенных в городе. Исходные данные к расчету приведены в разделе 1.1.

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

$$Q_{\text{ч}} = \frac{4187 \cdot D^{\text{ч}}}{Q_{\text{H}}^{\text{P}} \cdot (\eta / 100)} \cdot 10^3, \quad (8)$$

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

$Q_{\text{H}}^{\text{P}}$  – низшая теплота сгорания сухого газа, кДж/м<sup>3</sup>, [раздел 1.2].

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

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

$$Q_{\text{год}} = Q^{\text{ч}} \cdot m \cdot 10^{-3}, \quad (9)$$

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

Часовой расход газа для промышленных предприятий, м<sup>3</sup>/ч, рассчитывается по формуле

$$Q_{\text{ч}} = \frac{Q_{\text{год}} \cdot 10^3}{m}, \quad (10)$$

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

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

Расчет потребления природного газа котельными проведен по формулам (8) и (9) и приведен в таблице 8.

Расчет потребления природного газа промышленными предприятиями приведен в таблице 9.

Число часов использования максимума при работе котельных определяется по формуле (7) и составляет

$$m_{\text{ог}} = 255 \cdot \left( 24(1 + 0,25) \frac{20 - (-9,6)}{20 - (-32)} + 16 \cdot 0,25 \cdot 0,4 \frac{20 - (-9,6)}{20 - (-32)} \right) = 4587 \text{ ч/год.}$$

Низшая теплота сгорания  $Q_{\text{H}}^{\text{P}} = 37930$  кДж/м<sup>3</sup>.

Таблица 8 – Расчет потребления природного газа котельными

Абонент	Производительность котла, Гкал/ч	КПД	Часовой расход газа, м <sup>3</sup> /ч	Годовой расход тыс.м <sup>3</sup> /год
Котельная 1	79	91	9583	43956,3
Котельная 2	6	91	728	3338,5
Котельная 3	3,2	91	388	1780,5

Таблица 9 – Расчет потребления природного газа промышленными объектами

Абонент	Годовой расход тыс.м <sup>3</sup> /год	Число часов использования максим	Часовой расход газа, м <sup>3</sup> /ч
Предприятие по разведению рыбы	500,0	5900	85
Лесозаготовительное предприятие	1500,0	5400	278

### 1.5 Сводный расчет потребления природного газа.

На основании расчетов в разделах 1.2 – 1.4 данные о расходах газа по видам потребления приведены в таблице 10.

Согласно расчетам годовой расход газа потребителями составляет 74206,8 тыс.м<sup>3</sup>/год, часовой расход газа составляет 17503 м<sup>3</sup>/ч.

Таблица 10 – Расход газа по видам потребления

Абонент	Расход газа	
	м <sup>3</sup> /ч	тыс.м <sup>3</sup> /год
Котельная 1	9583	43956,3
Котельная 2	728	3338,5
Котельная 3	388	1780,5
Предприятие по разведению рыбы	85	500,0
Лесозаготовительное предприятие	278	1500,0
Население	6441,6	23131,5
Всего:	17503	74206,8

## **1.6 Принципиальная схема газоснабжения населенного пункта**

Распределительные газопроводы по принципу построения делятся на кольцевые, тупиковые и смешанные.

Связь между газопроводами различных давлений, входящих в систему газоснабжения, предусматривают только через газорегуляторные пункты (ГРП) или газорегуляторные установки (ГРУ).

В ВКР разработана двухступенчатая система газоснабжения. Сеть низкого давления состоит из 6 колец и 11 ответвлений. Сеть среднего давления рассчитана на кольцевой и тупиковой. Принята кольцевая схема для сети среднего давления.

В целом для газоснабжения г. Северобайкальска требуется 74,2 млн.м<sup>3</sup>/год природного газа.

С учетом планировки г.Северобайкальска, для газоснабжения жилого сектора проектируются подземные сети низкого и среднего давлений.

### **1.6.1 Выбор оптимального количества сетевых ГРП**

Для подвода газа к городу проектом предусмотрен тупиковый распределительный подземный газопровод среднего давления, к которому производится присоединение пяти сетевых ГРП и трёх РДУК.

Из условия оптимального расстояния действия ГРП, снижающего давление со среднего до низкого, в городе проектируются три сетевых газорегуляторных пункта.

### **1.6.2 Трассировка газовых сетей.**

На территории населенных пунктов газопроводы прокладываются, как правило, под землей. Надземная и наземная прокладка допускается внутри жилых кварталов и дворов, а также на других отдельных участках трассы. На территории промышленных предприятий прокладка наружных газопроводов осуществляется, как правило, надземно.



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

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

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

Минимальные расстояния по горизонтали и вертикали между газопроводами и зданиями, 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.

Запрещается транзитная прокладка газопроводов: по стенам зданий детских учреждений, больниц, школ и зрелищных предприятий — газопроводов всех давлений; по стенам жилых домов — газопроводов среднего и высокого давления.

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

## 1.7 Распределительные сети низкого давления

Сеть низкого давления выполняется с кольцеванием основных газопроводов, в том числе связывающих источники питания (ГРП) по низкому давлению. Всю газоснабжающую селитебную территорию делят на несколько районов. После разделения газоснабжаемой территории по районам осуществляют трассировку распределительной сети, в результате чего выявляют контуры газопроводов, 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. Схема газовой сети низкого давления – лист 2 графической части.

### 1.7.1 Расчетная схема распределенных сетей низкого давления, определение расчетного расхода газа в распределительных газопроводах низкого давления.

Проведен расчет расхода газа в распределительных газопроводах низкого давления.

Расчетный расход газа, м<sup>3</sup>/ч, определяется по формуле

$$Q_P = Q_T + 0,55Q_{П}, \quad (10)$$

где  $Q$  – расчетный расход газа на участке, м<sup>3</sup>/ч;

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

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

Путевой расход для каждого участка, м<sup>3</sup>/ч, рассчитывается по формуле

$$Q_P = g_{уд} \cdot l, \quad (11)$$

где  $g_{уд}$  – удельный путевой расход газа на участке, м<sup>3</sup>/ч·м;

$l$  – длина рассчитываемого участка, мм;

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



Удельный путь расход газа для питающих контуров, м<sup>3</sup>/ч, рассчитывается по формуле

$$g_{уд} = Q_K / l_K, \quad (12)$$

где  $Q_K$  – расход газа в питающем контуре, м<sup>3</sup>/ч;

$l_K$  – длина рассматриваемого контура, м.

Расчет удельных путь расходов газа для всех питающих контуров сети проведен по формуле (12) – таблица 11.

Таблица 11 – Удельные путь расходы газа для всех питающих контуров сети

Номер участка	Длина участка, м	Номер обслуживаемого контура (сектора)	Удельный путь расход газа на участке, м <sup>3</sup> /ч·м	Путь расход газа, м <sup>3</sup> /ч
1-2	320	К1, С2	0,3399+0,3142 = 0,6541	209,3
2-3	380	К1, С1	0,3399+0,1899 = 0,5298	201,3
3-4	400	К1, С1	0,3399+0,1899 = 0,5298	211,9
4-5	400	К1,К5	0,3399+0,0606=0,4005	160,2
5-6	270	К1,К6	0,3399	91,8
6-7	300	К1,К6	0,3399	102,0
7-8	320	К1,К3	0,3399+0,3126=0,6526	208,8
8-9	430	К1,К3	0,3399+0,3126=0,6526	280,6
9-10	380	К1,С3	0,3399+0,1421=0,4820	183,2
10-1	240	К1, С2	0,3142+0,3399=0,6541	157,0
11-12	330	К2, К6	0,0722	23,8
12-13	620	К2, К5	0,0722+0,0606=0,1328	82,3
13-14	230	К2, К5	0,0722+0,0606=0,1328	30,5
14-15	570	К2	0,0722	41,2
15-16	410	К2	0,0722	29,6
16-17	590	К2	0,0722	42,6

Продолжение таблицы 11

Номер участка	Длина участка, м	Номер обслуживаемого контура (сектора)	Удельный путевой расход газа на участке, м <sup>3</sup> /ч·м	Путевой расход газа, м <sup>3</sup> /ч
17-18	560	К2	0,0722	40,4
18-19	670	К2, К4	0,0722+0,0622=0,1344	90,0
19-11	220	К2, К6	0,0722	15,9
20-21	380	К3, С7	0,3127+0,2007=0,5134	195,1
21-22	380	К3, С5	0,3127+0,1737=0,4864	184,8
22-9	380	К3, С4	0,3127+0,1547=0,4674	177,6
9-8	430	К3, К1	0,3399+0,3127=0,6526	280,6
8-7	320	К3, К1	0,3399+0,3127=0,6526	208,8
7-23	380	К3, К6	0,3127	118,8
23-24	370	К3, К4	0,0722+0,3127=0,3749	138,7
24-20	380	К3, С7	0,3127+0,2007=0,5134	195,1
19-25	460	К4, К6	0,0622	28,6
25-26	590	К4, К6	0,0622	36,7
26-23	490	К4, К6	0,0622	30,5
23-24	370	К4, К3	0,0722+0,3127=0,3749	138,7
24-27	400	К4, С7	0,0722+0,2007=0,2629	105,2
27-28	510	К4, С8	0,0722+0,2083=0,2705	138,0
28-29	300	К4, С9	0,0622+0,2219=0,2841	85,2
29-30	320	К4, С10	0,0622+0,2900=0,3522	112,7
30-31	220	К4, С11	0,0622+0,4080=0,4702	103,4
31-32	430	К4	0,0622	26,7
32-18	590	К4	0,0622	36,7
14-33	460	К5	0,0606	27,9
33-34	380	К5	0,0606	23,0

## Окончание таблицы 11

Номер участка	Длина участка, м	Номер обслуживаемого контура (сектора)	Удельный путевой расход газа на участке, м <sup>3</sup> /ч·м	Путевой расход газа, м <sup>3</sup> /ч
34-4	350	K5, C1	$0,0606+0,1899=0,2505$	87,7
5-45	380	K5, K6	0,0606	23,0
45-12	600	K5, K6	0,0606	36,3
2-35	350	C1, C2	0,1899	176,4
10-36	700	C1, C3	0,1421	319,4
9-37	700	C3, C4	$0,1421+0,1547=0,2968$	207,8
22-38	700	C4, C5	$0,1547+0,1737=0,3284$	229,9
21-39	700	C5, C6	$0,1737+0,2238=0,3975$	278,2
21-40	380	C6, C7	$0,2238+0,2007=0,4245$	161,3
29-43	540	C9, C10	$0,2900+0,2219=0,5118$	278,2
30-44	400	C10, C11	$0,2900+0,4080=0,6979$	161,3

Расчет путевого расхода газа на рассматриваемых участках распределительных газопроводов низкого давления проведен по формуле (11) и представлен в таблице 12.

Таблица 12 – Расчет путевого расхода газа

Контур, сектор, потребитель	Номер квартала	Расход газа в питающем контуре, м <sup>3</sup> /ч	Длина питающего контура, м	Удельный путь расход газа питающего контура, м <sup>3</sup> /ч·м
Кольцо 1	2,3,33,35	1169	3440	0,3399
Кольцо 2	22,16,10,15	303	4200	0,0722
Кольцо 3	19,23,24,25	944	3020	0,3127
Кольцо 4	21,20,26,27,28,29	333	5350	0,0622
Кольцо 5	4,5,8,9	207	3420	0,0606
Кольцо 6	29,20,22	-	4020	0,0000
Сектор 1	1,33,3	281	1480	0,1899
Сектор 2	11,36	506	1610	0,3142
Сектор 3	12	253	1780	0,1421
Сектор 4	13	275	1780	0,1547
Сектор 5	14	309	1780	0,1737
Сектор 6	17	242	1080	0,2238
Сектор 7	18,19	309	1540	0,2007
Сектор 8	30,26	354	1700	0,2083
Сектор 9	31	337	1520	0,2219
Сектор 10	32	365	1260	0,2900
Сектор 11	34	253	620	0,4080

Транзитный расход газа – это расход газа, проходящий по участку газопровода, и разбираемый потребителями на последующих участках газовой сети. Для определения транзитного расхода газа необходимо рассмотреть пути его движения, точки конечной доставки и определить точки распределения потоков. Расчет транзитного расхода газа начинают с конечного участка пути движения.

Транзитный расход газа, м<sup>3</sup>/ч, рассчитывается по формуле:

$$Q_{Ti} = \sum (Q_{T(i+1)} + Q_{П(i+1)}), \quad (13)$$

где  $Q_{Ti}$  – транзитный расход газа рассматриваемого участка, м<sup>3</sup>/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.

Расчет транзитного расхода газа на рассматриваемых участках распределительных газопроводов низкого давления – таблица 13.

Таблица 13 – Расчет транзитного расхода газа

Номер участка	Путевой расход газа, м <sup>3</sup> /ч	Номер путевого участка для определения транзитного расхода	Транзитный расход газа
1-2	209	2-3; 2-25	975
2-3	201	3-4	598
3-4	212	4-34; 4-5	386
4-5	160	5-6; 5-45	115
5-6	92	-	-
6-7	102	-	-
7-8	209	-	-
8-9	281	-	-
9-10	183	9-8; 9-37; 9-22	781
10-1	157	9-10; 10-36	1284
11-12	24	12-13; 12-45	290
12-13	82	13-14	172
13-14	31	14-15; 14-33	141
14-15	41	15-16	72
15-16	30	16-17	43
16-17	43	-	-



Окончание таблицы 13

Номер участка	Путевой расход газа, м3/ч	Номер путевого участка для определения транзитного расхода	Транзитный расход газа
17-18	40	-	-
18-19	90	17-18; 18-32	104
19-11	16	19-18; 19-25	259
20-21	195	21-22; 21-40; 21-39	739
21-22	185	22-38	115
22-9	178	22-38	115
7-23	119	7-6; 7-8	311
23-24	139	23-26; 23-7	460
24-20	195	23-24	2098
19-25	29	25-26	37
25-26	37	-	-
26-23	30	-	-
24-27	105	27-41; 27-28	1394
27-28	138	28-29; 28-42	1149
28-29	85	29-30; 29-43	772
29-30	113	30-31; 30-44	383
30-31	103	-	-
31-32	27	-	-
32-18	37	31-32	27
14-33	28	-	-
33-34	23	-	-
34-4	88	33-34	23
5-45	23	-	-
45-12	36	-	-

Определение расчетного расхода газа в распределительных газопроводах выполнено по формуле (10) – таблица 14.

Таблица 14 – Определение расчетного расхода газа

Номер участка	Путевой расход газа, м <sup>3</sup> /ч	Транзитный расход газа, м <sup>3</sup> /ч	Расчетный расход газа, м <sup>3</sup> /ч
1-2	209	975	1090
2-3	201	598	708
3-4	212	386	502
4-5	160	115	203
5-6	92	-	50
6-7	102	-	56
7-8	209	-	115
8-9	281	-	154
9-10	183	781	882
10-1	157	1284	1370
11-12	24	290	304
12-13	82	172	217
13-14	31	141	158
14-15	41	72	95
15-16	30	43	59
16-17	43	-	23
17-18	40	-	22
18-19	90	104	153
19-11	16	259	268
20-21	195	739	847
21-22	185	115	217
22-9	178	115	213
7-23	119	311	376
23-24	139	460	536

Окончание таблицы 14

Номер участка	Путевой расход газа, м <sup>3</sup> /ч	Транзитный расход газа, м <sup>3</sup> /ч	Расчетный расход газа, м <sup>3</sup> /ч
24-20	195	2098	2205
19-25	29	37	52
25-26	37	-	20
26-23	30	-	17
24-27	105	1394	1451
27-28	138	1149	1225
28-29	85	772	819
29-30	113	383	445
30-31	103	-	57
31-32	27	-	15
32-18	37	27	47
14-33	28	-	15
33-34	23	-	13
34-4	88	23	71
5-45	23	-	13
45-12	36	-	20
2-35	176	-	97
10-36	319	-	176
9-37	208	-	114
22-38	230	-	126
21-39	278	-	153
21-40	161	-	89
41-27	106	-	58
28-42	293	-	161
29-43	276	-	152
30-44	279	-	154

### 1.7.2 Гидравлический расчет газовых сетей низкого давления

В основе гидравлического расчета газопроводной сети лежит определение оптимальных параметров, обеспечивающих пропуск необходимых количеств газа при допустимых перепадах давления. Расчет ведется исходя из максимально возможных расходов газа в часы максимального газопотребления. При этом учитываются часовые расходы газа на нужды коммунально-бытовых потребителей, а также на индивидуально-бытовые нужды населения (отопление, горячее водоснабжение). Как правило, при гидравлическом расчете газопроводов среднего давления расчетные расходы газа потребителями принимаются в качестве сосредоточенных нагрузок, для сетей низкого давления учитывается также и равномерно распределенная нагрузка. Отличительной особенностью систем газоснабжения среднего давления с установкой газорегуляторных пунктов у каждого потребителя или небольшой группы потребителей населенного пункта является применимость к ним принципа расчета сетей с равномерно распределенными нагрузками.

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

$$\Delta p = \Delta p_{mp} + \Delta p_{m.c.}, \text{ М}^3/\text{ч}. \quad (14)$$

Средняя скорость движения газа в трубе, м/с

$$\omega = \frac{V}{F}, \quad (15)$$

где  $V$  – объемный расход газа,  $\text{м}^3/\text{с}$ ;

$F$  – площадь поперечного сечения трубы,  $\text{м}^2$ .

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.

$$R_e = \omega \cdot D / \nu, \quad (16)$$

где  $\omega$  – скорость потока, м/с;

$D$  – диаметр трубопровода, м;

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

Интервал перехода ламинарного движения в турбулентное называется критическим и характеризуется  $Re = 2000–4000$ . При  $Re < 2000$  течение ламинарное, а при  $Re > 4000$  – турбулентное.

Практически в распределительных газопроводах преобладает турбулентное движение газа. Лишь в газопроводах малого диаметра, например во внутридомовых, при небольших расходах газ течет ламинарно. Течение газа по подземным газопроводам считают изотермическим процессом, так как температура грунта вокруг газопровода за короткое время протекания газа изменяется мало.

Для сетей низкого давления потери давления рассчитываются по формуле

$$P_n - P_k = \frac{10^6}{162 \cdot \pi^2} \lambda \frac{V^2}{d^5} \rho_0 \cdot l = 626,1 \cdot \lambda \frac{V^2}{d^5} \rho_0 \cdot l, \quad (17)$$

где  $P_n$  – давление в начале газопровода, Па;

$P_k$  – давление в конце газопровода, Па;

$l$  – длина газопровода, м;

$V$  – расход газа при нормальных условиях, м<sup>3</sup>/ч;

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

$d$  – внутренний диаметр газопровода, см.

Коэффициент гидравлического трения  $\lambda$  определяется в зависимости от режима движения газа по газопроводу, характеризуется числом Рейнольдса.

$$R_e = \frac{V}{9\pi \cdot d \cdot \nu} R_e = \frac{V}{9\pi \cdot d \cdot \nu} = 0,0354 \frac{V}{d \cdot \nu}, \quad (18)$$

где  $\nu$  – коэффициент кинематической вязкости газа, м<sup>2</sup>/с, при нормальных условиях;

$d$  – внутренний диаметр трубопровода, см;

$V$  – расход газа, м<sup>3</sup>/ч, при нормальных условиях.

А также в зависимости от гидравлической гладкости внутренней стенки газопровода, определяемой по условию

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

где  $n$  – эквивалентная абсолютная шероховатость внутренней поверхности стенки трубы, принимаемая равной для новых стальных 0,01 см, для бывших в эксплуатации стальных – 0,1 см, для полиэтиленовых независимо от времени эксплуатации – 0,0007 см, для медных труб – 0,001 см.

В зависимости от значения  $Re$  коэффициент гидравлического трения  $\lambda$ :  
для ламинарного режима движения газа при  $Re \leq 2000$

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

для критического режима движения газа при  $Re = 2000 - 4000$

$$\lambda = 0,0025 \cdot Re^{0,333} \quad (21)$$

При  $Re > 4000$  в зависимости от выполнения условия (19):

для гидравлически гладкой стенки (неравенство (19) справедливо):

при  $4000 < Re < 100000$

$$\lambda = \frac{0,3164}{Re^{0,25}} \quad (22)$$

при  $Re > 100000$

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

для шероховатых стенок (неравенство (19) несправедливо) при  $Re > 4000$

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

При расчете кольцевой сети низкого давления относительная ошибка в кольцах рассчитывается по формуле

$$\Delta = \frac{\sum \Delta P}{0,5 / \sum \Delta P /} 100\% \text{ менее } 10\%, \quad (25)$$

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

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

Чтобы приступить к гидравлической увязке колец рассчитываемой сети, 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  $\sum \Delta P$  - 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 по методу Зейделя в процессе интеративного счета на каждом шаге, 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  $\Delta Q_{K_1}^1$  - 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  $\Delta Q_{K_i}^1$  - 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.

Расчетный расход газа с учетом поправочного расхода определяется по формуле

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

где  $Q_P$  - 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  $Q_{K_i}$  - 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  $Q_{K_n} = 0$ .



Относительная ошибка в кольцах с учетом поправочных круговых расходов определяется по формуле

$$\Delta = \frac{\sum \Delta P}{0,5 / \sum \Delta P /} 100\% \text{ менее } 10\%, \quad (31)$$

где  $\sum \Delta P$  - суммарные потери давления всех участков кольца, рассчитанные с учетом поправочных круговых расходов, Па;

$/ \sum \Delta P /$  - суммарные потери давления всех участков кольца по модулю, рассчитанные с учетом поправочных круговых расходов, Па.

На конечном этапе гидравлического расчета газовых сетей низкого давления определяется полнота использования перепада давления. Для этого определяется путь движения газа до конечных точек сети, складываются потери давления на всех участках по направлению движения газа от ГРП до конечной точки.

Гидравлический расчет сети низкого давления (1 этап) – таблица 15. Для определения поправочных расходов разработана математическая модель, которая позволяет с учетом поправочного расхода увязать кольца с невязкой менее 0,05%, Результаты моделирования по определению поправочных расходов – таблица 16. Результаты гидравлического расчета – таблица 17. Гидравлический расчет типовых ответвлений сведен в таблицу 18.

Таблица 15 Гидравлический расчет сети низкого давления. Первый этап.

Номер кольца	Номер участка	Номер соседнего кольца	Длина участка, $l_{УЧ}$ , м	Диаметр участка, $d_n \times S$ , мм	Предварительное распределение потоков			
					Расчетный расход газа, $Q_P$ , м <sup>3</sup> /ч	$\lambda$	Потери давления, $\Delta P$ , Па	Зависимость потерь давления и расхода, $\Delta P/Q_P$
1К	1-2		320	325x8(309)	1167,6	0,0198	167	0,143
	2-3		380	325x8	785,5	0,0200	90	0,115
	3-4		400	325x8	579,4	0,0216	56	0,096
	4-5	К5	400	325x8	126,5	0,0315	4	0,031
	5-6	К6	270	273x8	-84,4	0,0333	-3	0,037
	6-7	К6	300	273x8	-190,9	0,0272	-14	0,076
	7-8	К3	320	273x8	-248,9	0,0254	-24	0,098
	8-9	К3	430	273x8	-518,1	0,0212	-119	0,229
	9-10		380	325x8	-804,5	0,0199	-94	0,117
	10-1		240	325x8	-1292,7	0,0195	-151	0,117
							$\Sigma=12$ $\Sigma/\Delta P/=577$	$\Sigma=0,823$
Гидравлическая увязка $Q_1=8,0 \text{ м}^3$								
Ошибка $\Delta= -4,0\%$								
Поправочный расход $Q= 77,2\text{м}^3$								

Продолжение таблицы 15

Номер кольца	Номер участка	Номер соседнего кольца	Длина участка, $l_{уч}$ , м	Диаметр участка, $d_n \times S$ , мм	Предварительное распределение потоков			
					Расчетный расход газа, $Q_P$ , м <sup>3</sup> /ч	$\lambda$	Потери давления, $\Delta P$ , Па	Зависимость потерь давления и расхода, $\Delta P/Q_P$
2К	11-12	К6	330	325x8	215,4	0,0276	8	0,038
	12-13	К5	620	273x8	222,0	0,0262	39	0,175
	13-14	К5	230	273x8	162,9	0,0283	8	0,051
	14-15		570	273x8	271,3	0,0249	51	0,187
	15-16		410	273x8	235,3	0,0258	28	0,121
	16-17		590	273x8	199,9	0,0269	31	0,154
	17-18		560	273x8	154,2	0,0287	19	0,120
	18-19	К4	670	273x8	-494,9	0,0214	-171	0,345
	19-11	К6	220	325x8	-356,1	0,0243	-13	0,037
							$\Sigma=41$ $\Sigma/\Delta P/=102$	$\Sigma=0,613$
Гидравлическая увязка $Q^1= -38,1$								
Ошибка $\Delta=80,42\%$								
Поправочный расход $Q=101,5\text{м}^3$								

Продолжение таблицы 15

Номер кольца	Номер участка	Номер соседнего кольца	Длина участка, $l_{УЧ}$ , м	Диаметр участка, $d_n \times S$ , мм	Предварительное распределение потоков			
					Расчетный расход газа, $Q_P$ , м <sup>3</sup> /ч	$\lambda$	Потери давления, $\Delta P$ , Па	Зависимость потерь давления и расхода, $\Delta P/Q_P$
ЗК	20-21		380	325x8	1287,6	0,0195	237	0,184
	21-22		380	325x8	657,6	0,0209	66	0,101
	22-9		380	325x8	653,6	0,0209	66	0,100
	9-8	К1	430	273x8	518,1	0,0212	119	0,229
	8-7	К1	320	273x8	248,9	0,0254	24	0,098
	7-23	К6	380	273x8	-147,2	0,0290	-12	0,079
	23-24	К4	370	325x8	-639,6	0,0210	-61	0,096
	24-20		380	325x8	-1763,9	0,0185	-423	0,240
							$\Sigma=616$ $\Sigma/\Delta P/=888$	$\Sigma=0,890$
Гидравлическая увязка $Q^1= -395,3$								
Ошибка $\Delta=138,69\%$								
Поправочный расход $Q=441,0 \text{ м}^3$								

Продолжение таблицы 15

Номер кольца	Номер участка	Номер соседнего кольца	Длина участка , $l_{уч}$ , м	Диаметр участка, $d_n \times S$ , мм	Предварительное распределение потоков			
					Расчетный расход газа, $Q_P$ , м <sup>3</sup> /ч	$\lambda$	Потери давления, $\Delta P$ , Па	Зависимость потерь давления и расхода, $\Delta P/Q_P$
4К	19-25	К6	460	325x8	279,8	0,0259	18	0,064
	25-26	К6	590	325x8	312,1	0,0252	28	0,089
	26-23	К6	490	325x8	349,0	0,0245	28	0,081
	23-24	К3	370	325x8	639,6	0,0210	61	0,096
	24-27		400	273x8	-907,2	0,0203	-325	0,358
	27-28		510	273x8	-681,0	0,0214	-245	0,360
	28-29		300	273x8	-274,3	0,0248	-27	0,099
	29-30		320	273x8	99,7	0,0320	5	0,049
	30-31		220	273x8	487,4	0,0215	55	0,112
	31-32		430	273x8	559,0	0,0208	135	0,242
	32-18		590	273x8	591,2	0,0205	205	0,347
18-19	К2	670	273x8	596,1	0,0204	236	0,396	
Гидравлическая увязка $Q_1 = 518,3$							$\Sigma = 1696$	$\Sigma = 1,870$
Ошибка $\Delta = -184,77\%$							$\Sigma/\Delta P = 1836$	
Поправочный расход $Q = 544,3$ м <sup>3</sup>								

Продолжение таблицы 15

Номер кольца	Номер участка	Номер соседнего кольца	Длина участка, $l_{УЧ}$ , м	Диаметр участка, $d_n \times S$ , мм	Предварительное распределение потоков			
					Расчетный расход газа, $Q_P$ , м <sup>3</sup> /ч	$\lambda$	Потери давления, $\Delta P$ , Па	Зависимость потерь давления и расхода, $\Delta P/Q_P$
5К	19-25	К6	460	325x8	-165,0	0,0282	-23	0,140
	25-26	К6	590	325x8	-106,0	0,0315	-4	0,037
	26-23	К6	490	325x8	138,2	0,0295	13	0,091
	23-24	К3	370	325x8	166,2	0,0281	14	0,086
	24-27		400	273x8	224,8	0,0261	22	0,100
	27-28		510	273x8	-126,5	0,0315	-4	0,031
	28-29		300	273x8	-71,2	0,0364	-1	0,019
	29-30		320	273x8	-38,5	0,0364	-1	0,016
							$\Sigma=-51$ $\Sigma/\Delta P/=58$	$\Sigma=0,350$
Гидравлическая увязка $Q^1=83,4$								
Ошибка $\Delta= -176,9\%$								
Поправочный расход $Q=153,5 \text{ м}^3$								

## Окончание таблицы 15

Номер кольца	Номер участка	Номер соседнего кольца	Длина участка , $l_{уч}$ , м	Диаметр участка, $d_n \times S$ , мм	Предварительное распределение потоков			
					Расчетный расход газа, $Q_P$ , м <sup>3</sup> /ч	$\lambda$	Потери давления, $\Delta P$ , Па	Зависимость потерь давления и расхода, $\Delta P/Q_P$
6К	5-6	К1	270	273x8	84,4	0,0333	3	0,037
	6-7	К1	300	273x8	190,9	0,0272	14	0,076
	7-23	К3	380	273x8	147,2	0,0290	12	0,079
	23-26	К4	490	325x8	-349,0	0,0245	-28	0,081
	26-25	К4	590	325x8	-312,1	0,0252	-28	0,089
	25-19	К4	460	325x8	-279,8	0,0259	-18	0,064
	19-11	К2	220	325x8	378,4	0,0240	15	0,039
	11-12	К2	330	325x8	-193,0	0,0284	-7	0,035
	12-45	К5	600	325x8	38,5	0,0364	1	0,016
45-5	К5	380	325x8	71,2	0,0364	1	0,019	
							$\Sigma=-54$ $\Sigma/\Delta P/=87$	$\Sigma=0,343$
Гидравлическая увязка $Q_1= -90,4$								
Ошибка $\Delta=124,49\%$								
Поправочный расход $Q=212,0 \text{ м}^3$								

Таблица 16 – Сводный расчет поправочных расходов в кольцах

№ кольца	Поправочный круговой расход, м <sup>3</sup>						итого
	1 приближение	2 приближение	3 приближение	4 приближение	5 приближение	6 приближение	
К1	77,2	48,8	6,3	1,1	0,2	0,0	133,7
К2	101,5	66,3	7,0	1,3	0,3	0,0	176,4
К3	441,0	5,1	3,4	0,7	0,1	0,0	450,4
К4	544,3	-27,9	0,9	0,6	0,1	0,0	518,0
К5	153,5	10,1	6,8	0,9	0,2	0,0	171,5
К6	212,0	46,2	5,4	0,9	0,2	0,0	264,6



Таблица 17 Гидравлический расчет сети низкого давления

Номер кольца	Номер участка	Номер соседнего кольца	Длина участка, $l_{уч}$ , м	Диаметр участка, $d_n \times S$ , мм	Расчетный расход газа, $Q_P$ , м <sup>3</sup> /ч	Круговой расход газа, $\Delta Q_K$ , м <sup>3</sup> /ч	Поправочный круговой расход газа на участке, $Q_{УЧ}$ , м <sup>3</sup> /ч	Расчетный расход газа, $Q_P^II$ , м <sup>3</sup> /ч	$\lambda$	Потери давления, $\Delta P$ , Па
1К	1-2		320	325x8(309)	1224,1	133,7	133,7	1224,1	0,0196	182
	2-3		380	325x8(309)	841,9		133,7	841,9	0,0196	102
	3-4		400	325x8(309)	635,8		133,7	635,9	0,0211	66
	4-5	К5	400	325x8(309)	165,0		-37,9	165,0	0,0295	6
	5-6	К6	270	273x8(257)	-80,5		-131,0	-80,5	0,0337	-3
	6-7	К6	300	273x8(257)	-187,1		-131,0	-187,0	0,0273	-14
	7-8	К3	320	273x8(257)	-201,9		-316,7	-201,9	0,0268	-17
	8-9	К3	430	273x8(257)	-471,1		-316,7	-471,0	0,0217	-100
	9-10		380	325x8(309)	-748,1		133,7	-748,0	0,0202	-83
	10-1		240	325x8(309)	-1236,2		133,7	-1236,2	0,0196	-139
$\Sigma=0$ $\Sigma/\Delta P/=712$										
Ошибка $\Delta= -0,02\%$										
2К	11-12	К6	330	325x8(309)	215,3	176,4	-88,2	215,4	0,0276	8
	12-13	К5	620	273x8(257)	222,0		4,9	222,0	0,0262	39
	13-14	К5	230	273x8(257)	162,9		4,9	162,9	0,0283	8
	14-15		570	273x8(257)	271,2		176,4	271,3	0,0249	51
	15-16		410	273x8(257)	235,3		176,4	235,3	0,0258	28
	16-17		590	273x8(257)	199,8		176,4	199,9	0,0269	31
	17-18		560	273x8(257)	154,1		176,4	154,2	0,0287	19
	18-19	К4	670	273x8(257)	-494,9		-341,5	-494,9	0,0214	-171
	19-11	К6	220	325x8(309)	-356,1		-88,2	-356,1	0,0243	-13
$\Sigma=0$ $\Sigma/\Delta P/=367$										
Ошибка $\Delta= -0,05\%$										

Продолжение таблицы 17

Номер кольца	Номер участка	Номер соседнего кольца	Длина участка, луч, м	Диаметр участка, $d_n \times S$ , мм	Расчетный расход газа, QP, м <sup>3</sup> /ч	Круговой расход газа, ΔQK, м <sup>3</sup> /ч	Поправочный круговой расход газа на участке, QUЧ, м <sup>3</sup> /ч	Расчетный расход газа, $Q_P^{II}$ , м <sup>3</sup> /ч	$\lambda$	Потери давления, ΔP, Па
3К	20-21		380	325x8(309)		450,4	450,4	1297,0	0,0195	240
	21-22		380	325x8(309)			450,4	667,0	0,0208	68
	22-9		380	325x8(309)			450,4	663,0	0,0208	67
	9-8	К1	430	273x8(257)			316,7	471,0	0,0217	100
	8-7	К1	320	273x8(257)			316,7	201,9	0,0268	17
	7-23	К6	380	273x8(257)			185,8	-190,4	0,0272	-18
	23-24	К4	370	325x8(257)			-67,6	-603,9	0,0213	-56
	24-20		380	325x8(309)			450,4	-1754,5	0,0185	-419
										Σ=0 Σ/ΔP/=985
Ошибка Δ= -0,01%										
4К	19-25	К6	460	325x8(309)	200,9	518,0	253,3	200,9	0,0281	10
	25-26	К6	590	325x8(309)	233,2		253,3	233,2	0,0271	17
	26-23	К6	490	325x8(309)	270,1		253,3	270,1	0,0261	18
	23-24	К3	370	325x8(309)	604,0		67,6	603,9	0,0213	56
	24-27		400	273x8(257)	-933,5		518,0	-933,5	0,0202	-342
	27-28		510	273x8(257)	-707,4		518,0	-707,3	0,0212	-263
	28-29		300	273x8(257)	-300,6		518,0	-300,6	0,0243	-32
	29-30		320	273x8(257)	73,4		518,0	73,4	0,0345	3
	30-31		220	273x8(257)	461,1		518,0	461,1	0,0218	49
	31-32		430	273x8(257)	532,7		518,0	532,7	0,0210	124
	32-18		590	273x8(257)	564,9		518,0	564,9	0,0207	189
	18-19	К2	670	273x8(257)	494,9		341,5	494,9	0,0214	171
										Σ=0 Σ/ΔP/=1274
Ошибка Δ= -0,01%										

## Окончание таблицы 17

Номер кольца	Номер участка	Номер соседнего кольца	Длина участка, ГУЧ, м	Диаметр участка, $d_n \times S$ , мм	Расчетный расход газа, $Q_R$ , м <sup>3</sup> /ч	Круговой расход газа, $\Delta Q_K$ , м <sup>3</sup> /ч	Поправочный круговой расход газа на участке, $Q_{уч}$ , м <sup>3</sup> /ч	Расчетный расход газа, $Q_P^{II}$ , м <sup>3</sup> /ч	$\lambda$	Потери давления, $\Delta P$ , Па
5К	12-13	К2	620	273x8(257)	-222,0	171,5	-4,9	-222,0	0,0262	-39
	13-14	К2	230	273x8(257)	-162,9		-4,9	-162,9	0,0283	-8
	14-33		460	273x8(257)	156,2		171,5	156,2	0,0286	16
	33-34		380	273x8(257)	184,1		171,5	184,2	0,0274	17
	34-4		350	273x8(257)	242,7		171,5	242,8	0,0256	26
	4-5	К1	400	325x8(309)	-165,0		37,9	-165,0	0,0295	-6
	5-45	К6	380	325x8(309)	-105,8		-93,1	-105,8	0,0330	-3
	45-12	К6	600	325x8(309)	-73,1		-93,1	-73,1	0,0362	-2
$\Sigma=0$ $\Sigma/\Delta P/=117$										
Ошибка $\Delta= -0,03\%$										
6К	5-6	К1	270	273x8(257)	80,5	264,6	131,0	0,0337	3	0,036
	6-7	К1	300	273x8(257)	187,1		131,0	0,0273	14	0,074
	7-23	К3	380	273x8(257)	190,4		-185,8	0,0272	18	0,095
	23-26	К4	490	325x8(309)	-270,1		-253,3	0,0261	-18	0,067
	26-25	К4	590	325x8(309)	-233,2		-253,3	0,0271	-17	0,072
	25-19	К4	460	325x8(309)	-200,9		-253,3	0,0281	-10	0,050
	19-11	К2	220	325x8(309)	356,1		88,2	0,0243	13	0,037
	11-12	К2	330	325x8(309)	-215,3		88,2	0,0276	-8	0,038
	12-45	К5	600	325x8(309)	73,1		93,1	0,0362	2	0,031
	45-5	К5	380	325x8(309)	105,8			0,0330	3	0,026
$\Sigma=0$ $\Sigma/\Delta P/=106$										
Ошибка $\Delta= -0,01\%$										



Таблица 18 – Гидравлический расчет тупиковых ответвлений

Номер участка	$l$ , м	$dn \times s$ , мм	$QP$ , м <sup>3</sup> /ч	Лямбда, $\lambda$	$\Delta P$ , Па
2-35	350	108x5 (98)	25	0,0353	48
10-36	700	108x5 (98)	46	0,0305	269
9-37	700	108x5 (98)	30	0,0339	127
22-38	700	108x5 (98)	33	0,0331	152
21-39	700	108x5 (98)	40	0,0315	212
21-40	380	108x5 (98)	23	0,0361	44
41-27	510	108x5 (98)	15	0,0391	28
28-42	680	108x5 (98)	42	0,031	224
29-43	540	108x5 (98)	40	0,0316	161
30-44	400	108x5 (98)	40	0,0315	122

### 1.8 Распределительные сети среднего давления

Для подвода газа в котельные и на промышленные объекты, а также к кольцевым сетям низкого давления, обеспечивающих подачу газа потребителям в городе, в работе рассмотрены два варианта распределительной сети среднего давления.

Сети среднего давления являются управляемыми, к ним присоединяются ограниченное количество потребителей, перечень потребителей – таблица 19.

Таблица 19 – Перечень потребителей присоединенных к распределительной сети среднего давления

Наименование потребителя	Расход газа, м <sup>3</sup> /ч	Минимально допустимое давление перед потребителем, кПа
ГРП-1	2625	5
ГРП-2	589	5
ГРП-3	3227	5
Котельная 1	9583	10

Окончание таблицы 19

Наименование потребителя	Расход газа, м3/ч	Минимально допустимое давление перед потребителем, кПа
Котельная 2	728	10
Котельная 3	388	10
Предприятие по разведению рыбы	85	10
Лесозаготовительное предприятие	278	10

На листе 3 графической части представлены 2 схемы газопровода среднего давления. Выбрана схема №1, так как она является экономически наиболее выгодной и надежной.

### 1.8.1 Гидравлический расчет сети среднего давления

Целью гидравлического расчета является определение диаметра распределительного газопровода и диаметра ответвлений, чтобы к каждому из потребителей поступал требуемый расход газа.

При гидравлическом расчете газопроводов среднего давления, в которых перепады давления значительны, изменение плотности и скорости движения газа необходимо учитывать, поэтому потери давления на преодоление сил трения в таких газопроводах определяются по формуле

$$P_n^2 - P_k^2 = \frac{P_0}{81 \cdot \pi} \lambda \frac{V^2}{d^5} \rho_0 \cdot l = 1,2687 \cdot 10^{-4} \cdot \lambda \frac{V^2}{d^5} \rho \cdot l, \quad (32)$$

где  $P_n$  и  $P_k$  – абсолютные давления газа в начале и в конце газопровода, МПа;

$l$  – длина газопровода, м;

$V$  – расход газа при нормальных условиях, м3/ч;

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

$P_0 = 0,101325$  МПа;

$d$  – внутренний диаметр газопровода, см.

Коэффициент гидравлического трения  $\lambda$  определяется в зависимости от режима движения газа по газопроводу, характеризуется числом Рейнольдса.

$$R_e = \frac{V}{9\pi \cdot d \cdot \nu} R_e = \frac{V}{9\pi \cdot d \cdot \nu} = 0,0354 \frac{V}{d \cdot \nu}, \quad (33)$$

где  $\nu$  – коэффициент кинематической вязкости газа, м<sup>2</sup>/с, при нормальных условиях;

$d$  – внутренний диаметр трубопровода, см;

$V$  – расход газа, м<sup>3</sup>/ч, при нормальных условиях.

А также в зависимости от гидравлической гладкости внутренней стенки газопровода, определяемой по условию

$$R_e \left( \frac{n}{d} \right) < 23, \quad (34)$$

где  $n$  – эквивалентная абсолютная шероховатость внутренней поверхности стенки трубы, принимаемая равной для новых стальных 0,01 см, для бывших в эксплуатации стальных – 0,1 см, для полиэтиленовых независимо от времени эксплуатации – 0,0007 см, для медных труб – 0,001 см.

В зависимости от значения  $Re$  коэффициент гидравлического трения  $\lambda$ :

для ламинарного режима движения газа при  $Re \leq 2000$

$$\lambda = \frac{64}{R_e} \quad (35)$$

для критического режима движения газа при  $Re = 2000 - 4000$

$$\lambda = 0,0025 \cdot R_e^{0,333} \quad (36)$$

При  $Re > 4000$  в зависимости от выполнения условия (22):

для гидравлически гладкой стенки (неравенство (22) справедливо):

при  $4000 < Re < 100000$

$$\lambda = \frac{0,3164}{Re^{0,25}} \quad (37)$$

при  $Re > 100000$

$$\lambda = \frac{1}{(1,82 \cdot \lg Re - 1,64)^2} \quad (38)$$

для шероховатых стенок (неравенство (34) несправедливо) при  $Re > 4000$

$$\lambda = 0,11 \left( \frac{n}{d} + \frac{68}{Re} \right)^{0,25} \quad (39)$$

При движении газа по трубопроводам происходит постепенное снижение первоначального давления за счет преодоления сил трения и местных сопротивлений. Для сетей среднего давления потери суммарные потери давления на участке определяются по формуле давления на участке

$$(p_H^2 - p_K^2)_{уч} = 1,1 \cdot 1,2687 \cdot 10^{-4} \cdot \lambda \frac{V^2}{d^5} \rho \cdot l, \quad (40)$$

Давление газа в конце участка, МПа, рассчитывается по формуле

$$p_{K.уч} = \sqrt{p_{H.уч}^2 - (p_H^2 - p_K^2)_{уч}}, \quad (41)$$

где  $p_{H.уч}$  – давление газа в начале участка, МПа;

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

Давление газа перед ответвлением, МПа, рассчитывается по формуле

$$p_{H.уч} = \sqrt{p_H^2 - \sum \Delta P_C}, \quad (42)$$

где  $p_H$  – начальное давление газа после головного ГРП, МПа;

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

Расчет кольцевой сети среднего давления выполняется в несколько этапов:

- 1 этап расчет проводится при двух возможных самых неблагоприятных режимах сети в аварийном режиме;
- 2 этап при работе сети в нормальном режиме.

При расчете кольцевой сети среднего давления, ввиду кратковременности аварийных ситуаций следует допускать снижение качества системы при отказах ее элементов. Снижение качества оценивают коэффициентом обеспеченности  $K_{ОБ}$ , который зависит от категории потребителей. Таким образом, количество газа, подаваемого потребителям при аварийном гидравлическом режиме  $Q_{AB}$ , не долж-



но быть меньше предельного значения, которое рассчитывается по формуле

$$Q_{AB} = K_{OB} Q_{PACЧ}, \text{ м}^3/\text{ч}, \quad (43)$$

где  $K_{OB}$  - коэффициент обеспеченности;  $Q_{PACЧ}$  - расчетный расход газа потребителем,  $\text{м}^3/\text{ч}$ .

При расчете кольцевой сети среднего давления в нормальном режиме, после выполнения предварительной части расчета по формуле рассчитывается относительная ошибка

$$\Delta = \frac{\sum (p_H^2 - p_K^2)_y}{1,1(0,5 / \sum (p_H^2 - p_K^2) /)} 100\% \text{ менее } 10\%, \quad (44)$$

где  $\sum (p_H^2 - p_K^2)_y$  - суммарные потери давления всех участков кольца, Па;  
 $1 / \sum (p_H^2 - p_K^2) /$  - суммарные потери давления всех участков кольца по модулю, Па.

При невыполнении условия (30) приступают ко второму этапу расчета, на котором определяется поправочный круговой расход газа и выполняется гидравлический расчет с учетом этого расхода.

Поправочный круговой расход рассчитывается по формуле

$$\Delta Q_K = - \frac{\sum (p_H^2 - p_K^2)}{2 \sum \left( \frac{p_H^2 - p_K^2}{Q_P} \right)}, \text{ м}^3/\text{ч}, \quad (45)$$

где  $\sum \left( \frac{p_H^2 - p_K^2}{Q_P} \right)_y$  - суммарная зависимость потерь давления и расхода на участках кольца.

Расход газа на участках рассчитывается по формуле

$$Q_{yч} = \sum Q_i + \Delta Q_K, \text{ м}^3/\text{ч}. \quad (46)$$

После расчета кольца производится расчет ответвлений при нормальном режиме.

Расчет тупиковой сети среднего давления по схеме 1 – таблица 20.

Расчет аварийного расхода газа, по схеме 2, представлен в таблице 21.

Гидравлический расчет газовой сети среднего давления по схеме 2 в аварийных режимах - таблицы 22, 23.

Начальное давление газа перед ответвлениями по схеме 2 в аварийных режимах – таблица 24

Гидравлический расчет ответвлений по схеме 2 в аварийных режимах - таблица 25.

Гидравлический расчет газовой сети среднего давления по схеме 2 в нормальном режиме - таблицы 26, 27, 28.

Гидравлический расчет ответвлений по схеме 2 в нормальном режиме - таблица 29.

Расчет металлоемкости приведен в таблице 30.

Таблица 20 Гидравлический расчет тупиковой сети среднего давления по схеме 1

Номер участка	Диаметр участка, $d_n \times S$ , мм	Длина участка, $l_{уч}$ , м	Расход газа, $Q$ , м <sup>3</sup> /ч	$\lambda$	Перепад квадрата давления на участке, мПа <sup>2</sup>	Начальное давление газа, МПа	Конечное давление газа, МПа
ГРС-1	426x8 (410)	17503	1200	0,0146	0,0051	0,208	0,271
1-2	426x8 (410)	17115	270	0,0146	0,0011	0,271	0,269
2-3	426x8 (410)	17030	330	0,0146	0,0013	0,269	0,266
3-4	426x8 (410)	16753	1270	0,0146	0,0050	0,266	0,257
4-5	325x8 (309)	12936	3370	0,0155	0,0341	0,257	0,178
5-6	325x8 (309)	12208	890	0,0155	0,0080	0,178	0,154
6-7	325x8 (309)	9583	1460	0,0157	0,0082	0,154	0,125
1-8	76x5 (68)	388	620	0,0231	0,0164	0,271	0,239
2-9	60x5 (50)	85	80	0,0270	0,0005	0,269	0,268
3-10	60x5 (50)	278	70	0,0246	0,0047	0,266	0,257
4-11	140x5 (130)	3816	400	0,0189	0,0326	0,257	0,182
11-12	114x5 (104)	589	970	0,0215	0,0065	0,182	0,164
11-13	133x5 (123)	3227	400	0,0191	0,0312	0,182	0,046
5-14	68x5 (58)	728	130	0,0231	0,0267	0,178	0,071
6-15	152x5 (142)	2625	800	0,0188	0,0198	0,154	0,063

Таблица 21 – Расчет аварийного расхода газа

Потребители газа	Расчетный расход газа, м <sup>3</sup> /ч	К	Аварийный расход газа, м <sup>3</sup> /ч
Котельная 1*	9583	0,7	6708
Котельная 2	728	0,7	509
Предп. по разведению рыбы	85	0,7	59
Котельная 3	388	0,7	272
Лесозаг. предпр.	278	0,7	194
ГРП №1	2625	0,7	1838
ГРП №2	589	0,7	413
ГРП №3	3227	0,7	2259
Итого:	17503		12252

Таблица 22 – Гидравлический расчет кольцевой газовой сети среднего давления в аварийном режиме – вариант №1

Номер участка	Диаметр участка, $d_n \times S$ , мм	Длина участка, $l_{уч}$ , м	Расход газа, $Q$ , м <sup>3</sup> /ч	$\lambda$	Перепад квадрата давления на участке, мПа <sup>2</sup>	Начальное давление газа, МПа	Конечное давление газа, МПа
ГРС-1	325x8(309)	1200	12252	0,0155	0,0109	0,28	0,260
1-2	325x8(309)	270	12252	0,0155	0,0025	0,260	0,255
2-3	325x8(309)	330	12193	0,0155	0,0030	0,255	0,249
3-4	325x8(309)	1270	11998	0,0155	0,0111	0,249	0,226
4-5	325x8(309)	3370	9740	0,0157	0,0196	0,226	0,177
5-6	325x8(309)	890	9230	0,0157	0,0047	0,177	0,163
6-7	325x8(309)	1620	7392	0,0159	0,0055	0,163	0,146
7-8	325x8(309)	2160	684	0,0207	0,0001	0,146	0,145
8-9	325x8(309)	1620	272	0,0260	0,0000	0,145	0,145

Таблица 23 – Гидравлический расчет кольцевой газовой сети среднего давления в аварийном режиме – вариант №2

Номер участка	Диаметр участка, $d_n \times S$ , мм	Длина участка, $l_{уч}$ , м	Расход газа, $Q$ , м <sup>3</sup> /ч	$\lambda$	Перепад квадрата давления на участке, мПа <sup>2</sup>	Начальное давление газа, МПа	Конечное давление газа, МПа
ГРС-1	325x8(309)	1200	12252	0,0155	0,0109	0,2800	0,260
1-9	325x8(309)	760	12252	0,0155	0,0069	0,260	0,246
8-9	325x8(309)	1620	11981	0,0155	0,0141	0,246	0,216
7-8	325x8(309)	2160	11568	0,0155	0,0176	0,216	0,170
6-7	325x8(309)	1620	4860	0,0164	0,0025	0,170	0,163
5-6	325x8(309)	890	3022	0,0172	0,0005	0,163	0,161
4-5	325x8(309)	3370	2513	0,0176	0,0015	0,161	0,156
3-4	325x8(309)	1270	254	0,0265	0,0000	0,156	0,156
2-3	325x8(309)	330	59	0,0381	0,0000	0,156	0,156

19

Таблица 24 – Начальное давление газа перед ответвлением

Номер участка	Значение начального давления в ответвлении, МПа		
	по варианту №2	по варианту №1	расчетное давление газа
9-17	0,246	0,145	0,145
8-16	0,216	0,145	0,145
7-15	0,170	0,146	0,146
6-14	0,163	0,163	0,163
5-13	0,161	0,177	0,161
4-12	0,156	0,226	0,156
3-11	0,156	0,249	0,156
2-10	0,156	0,255	0,156

Таблица 25 – Гидравлический расчет ответвлений кольцевой газовой сети среднего давления в аварийном режиме

Номер участка	Диаметр участка, $d_n \times S$ , мм	Длина участка, $l_{УЧ}$ , м	Расход газа, $Q$ , м <sup>3</sup> /ч	$\lambda$	Перепад квадрата давления на участке, мПа <sup>2</sup>	Начальное давление газа, МПа	Конечное давление газа, МПа
2-10	60x5(50)	80	59	0,0282	0,0003	0,156	0,155
3-11	60x5(50)	70	194	0,0251	0,0023	0,156	0,149
4-12	140x5(130)	780	2259	0,0192	0,0227	0,156	0,042
5-13	102x5(92)	1760	509	0,0219	0,0168	0,161	0,095
6-14	140x5(130)	800	1838	0,0194	0,0155	0,163	0,104
7-15	194x6(182)	160	6708	0,0174	0,0069	0,146	0,119
8-16	89x5(79)	920	413	0,0226	0,0127	0,145	0,092
9-17	60x5(50)	80	272	0,0246	0,0051	0,145	0,126

Таблица 26 – Гидравлический расчет предварительного распределения потоков кольцевой газовой сети среднего давления при нормальном режиме

Номер участка	Диаметр участка, $d_n \times S$ , мм	Длина участка, $l_{УЧ}$ , м	Расход газа, $Q$ , м <sup>3</sup> /ч	$\lambda$	Перепад квадрата давления на участке, МПа <sup>2</sup> ·10 <sup>-6</sup>	$\frac{p_H^2 - p_K^2}{Q_P} \cdot 10^{-6}$	Начальное давление газа, МПа	Конечное давление газа, МПа
ГРС-1	325x8 (309)	1200	17503	0,0153	21982*	-	0,280	0,238
1-2	325x8 (309)	270	8943	0,0157	1330	0,1487	0,238	0,235
2-3	325x8 (309)	330	8858	0,0157	1595	0,1801	0,235	0,231
3-4	325x8 (309)	1270	8580	0,0158	5771	0,6726	0,231	0,218
4-5	325x8 (309)	3370	5353	0,0163	6160	1,1508	0,218	0,204
5-6	325x8 (309)	890	4625	0,0165	1230	0,2659	0,204	0,201
6-7	325x8 (309)	1620	2000	0,0182	461	0,2307	0,196	0,195
7-8	325x8 (309)	2160	-7583	0,0159	-7725	1,0187	0,215	0,196
8-9	325x8 (309)	1620	-8172	0,0158	-6698	0,8195	0,230	0,215
1-9	325x8 (309)	760	-8561	0,0158	-3438	0,4016	0,238	0,230
					$\Sigma$ -1313 $\Sigma$ /34408/	$\Sigma$ 4,8886		
$\Delta = \frac{-1313}{1,1 \cdot (0,5 \cdot 34408)} 100\% = -7,6 \%$ $\Delta Q_K = -\frac{-1313}{2 \cdot 4,8886} = 134 \text{ м}^3/\text{ч}.$								

Таблица 27 – Гидравлический расчет распределительной газовой сети среднего давления при нормальном режиме  
(1 итерация)

Номер участка	Диаметр участка, $d_n \times S$ , мм	Длина участка, $l_{уч}$ , м	Расход газа с учетом поправочного расхода, $Q$ , м <sup>3</sup> /ч	$\lambda$	Перепад квадрата давления на участке, МПа <sup>2</sup> ·10 <sup>-6</sup>	$\frac{p_H^2 - p_K^2}{Q_P} \cdot 10^{-6}$	Начальное давление газа, МПа	Конечное давление газа, МПа
ГРС-1	325x8 (309)	1200	17503	0,0153	21982*		0,2800	0,238
1-2	325x8 (309)	270	9077	0,0157	1369	0,1508	0,238	0,235
2-3	325x8 (309)	330	8992	0,0157	1643	0,1827	0,235	0,231
3-4	325x8 (309)	1270	8714	0,0158	5947	0,6825	0,231	0,218
4-5	325x8 (309)	3370	5487	0,0163	6460	1,1773	0,218	0,202
5-6	325x8 (309)	890	4759	0,0165	1299	0,2730	0,202	0,199
6-7	325x8 (309)	1620	2134	0,0180	521	0,2439	0,198	0,197
7-8	325x8 (309)	2160	-7449	0,0159	-7462	1,0018	0,216	0,198
8-9	325x8 (309)	1620	-8038	0,0158	-6486	0,8069	0,230	0,216
1-9	325x8 (309)	760	-8426	0,0158	-3334	0,3957	0,238	0,230
					$\Sigma$ -43 $\Sigma/34521/$	$\Sigma$ 4,9145		
$\Delta = \frac{-43}{1,1 \cdot (0,5 \cdot 34521)} 100\% = -0,25 \%$ $\Delta Q_K = -\frac{-43}{2 \cdot 4,9145} = 4 \text{ м}^3/\text{ч}.$								



Таблица 28 – Гидравлический расчет распределительной газовой сети среднего давления при нормальном режиме  
(2 итерация)

Номер участка	Диаметр участка, $d_n \times S$ , мм	Длина участка, $l_{УЧ}$ , м	Расход газа с учетом <b>Ошибка!</b> расхода, $Q$ , м <sup>3</sup> /ч	$\lambda$	Перепад квадрата давления на участке, МПа <sup>2</sup> ·10 <sup>-6</sup>	$\frac{p_H^2 - p_K^2}{Q_P} \cdot 10^{-6}$	Начальное давление газа, МПа	Конечное давление газа, МПа
ГРС-1	325x8 (309)	1200	17503	0,0153	21982*		0,2800	0,238
1-2	325x8 (309)	270	9081	0,0157	1370	0,1509	0,238	0,235
2-3	325x8 (309)	330	8997	0,0157	1644	0,1827	0,235	0,231
3-4	325x8 (309)	1270	8719	0,0158	5953	0,6828	0,231	0,218
4-5	325x8 (309)	3370	5492	0,0163	6470	1,1782	0,218	0,202
5-6	325x8 (309)	890	4764	0,0165	1301	0,2732	0,202	0,199
6-7	325x8 (309)	1620	2139	0,0180	523	0,2444	0,198	0,197
7-8	325x8 (309)	2160	-7444	0,0159	-7453	1,0012	0,216	0,198
8-9	325x8 (309)	1620	-8034	0,0158	-6479	0,8065	0,230	0,216
1-9	325x8 (309)	760	-8422	0,0158	-3331	0,3955	0,238	0,230
					$\Sigma$ -2 $\Sigma/34525/$			
$\Delta = \frac{-2}{1,1 \cdot (0,5 \cdot 34525)} 100\% = -0,01 \%$								

Таблица 29 – Гидравлический расчет ответвлений кольцевой газовой сети среднего давления в нормальном режиме

Номер участка	Диаметр участка, $d_n \times S$ , мм	Длина участка, $l_{УЧ}$ , м	Расход газа, $Q$ , м <sup>3</sup> /ч	$\lambda$	Перепад квадрата давления на участке, мПа <sup>2</sup>	Начальное давление газа, МПа	Конечное давление газа, МПа
2-10	60x5(50)	80	85	0,0270	0,0005	0,235	0,233
3-11	60x5(50)	70	278	0,0246	0,0047	0,231	0,221
4-12	140x5(130)	780	3227	0,0189	0,0457	0,218	0,042
5-13	102x5(92)	1760	728	0,0214	0,0334	0,202	0,087
6-14	140x5(130)	800	2625	0,0191	0,0312	0,199	0,092
7-15	194x6(182)	160	9583	0,0172	0,0140	0,198	0,159
8-16	89x5(79)	920	589	0,0221	0,0253	0,216	0,146
9-17	60x5(50)	80	388	0,0242	0,0103	0,230	0,207

Таблица 30 – Расчет металлоёмкости систем среднего давления

Диаметр, $d_n \times S$ , мм	Длина, м	Вес 1 п.м. трубы, кг	Масса, т.
<b>Схема №1</b>			
426x8	3070	82,4	253,2
325x8	5720	62,5	357,7
152x5	800	18,1	14,5
140x5	400	16,6	6,7
133x5	400	15,7	6,3
114x5	970	13,4	13,0
76x5	620	8,7	5,4
68x5	130	7,7	1,0
60x5	150	6,7	1,0
Итого			658,9
<b>Схема №2</b>			
325x8	13490	62,5	843,7
194x6	160	27,8	4,5
140x5	1580	16,6	26,3
102x5	1760	11,9	21,1
89x5	920	10,3	9,5
60x5	230	6,7	1,6
Итого			906,6

На схему №1 требуется 658,9 тонн, а на схему №2 – 906,6 тонн. Разница составляет 37%.

### 1.9 Газорегуляторные станции (ГРС)

Газ из магистральных газопроводов поступает в городскую системы газоснабжения через газораспределительные станции (ГРС). На ГРС давление газа снижается до величины, необходимой для системы, и поддерживается постоянным. Основное отличие ГРС от городских и промышленных газораспределительных пунктов состоит в том, что они получают газ из магистральных газопроводов, и поэтому их оборудование рассчитывают на рабочее давление в 5,5; 7,5 МПа, т.е. на максимально возможное давление в магистральном газопроводе. Кроме того, ГРС характеризуется большими пропускными способностями (100...200 тыс.м<sup>3</sup>/ч и более), в связи с этим дросселирование газа на них осуществляют в несколько ниток и на каждой из них устанавливают соответственно регулятор давления большой пропускной способности.

ГРС отличаются от ГРП также дополнительной обработкой газа. Кроме очистки газа в фильтрах на них предусматривают его одоризацию. На ГРС устанавливают расходомеры для измерения количества протекающего газа. Так как перерыв в газоснабжении города и крупных промышленных потребителей допускать нельзя, то защитную автоматику ГРС создают по принципу резервирования, а не отключения потока газа при отказах регулирующего оборудования.

На ГРС устанавливают как регуляторы непрямого, так и прямого действия. В качестве регуляторов непрямого действия в настоящее время применяют регуляторы РДУ, разработанные ВНИПИгаздобыча. Из регуляторов прямого действия на ГРС применяют регуляторы РД, разработанные ВНИИгазом. Эти регуляторы показали высокую надежность работы при одноступенчатом дросселировании потока. Для автоматического предотвращения выхода регулируемого давления газа за допустимые пределы (т.е. для предотвращения недопустимого повышения и понижения давления в сетях потребителей) на ГРС предусматривают автоматические системы защиты. Большинство таких систем построено с использованием следующих двух принципов.

1. Системы с перестройкой режимов работы регуляторов давления. Эти системы предусматривают наличие рабочих и резервной ниток регулирования. На каждой нитке устанавливают регулирующий и контрольный клапаны. При нормальном режиме на рабочих нитках контрольные клапаны открыты, так как настроены на давление, несколько превышающее номинальное. Клапаны резервной нитки настроены на давление, несколько меньшее номинального, поэтому они закрыты. Следовательно, система работает по методу облегченного (теплого) резерва (когда резерв находится в неполном рабочем режиме). При аварийном открытии рабочего регулирующего клапана и росте выходного давления в работу включения контрольный клапан, который предотвращает недопустимое повышение давления и поддерживает его постоянным. При аварийном закрытии регулирующего клапана и понижении давления в работу включается резервная нитка и снижение давления газа прекращается.

2. Следующий принцип защиты состоит в установке на каждой нитке редуцирования крана с пневмоприводом и программным управлением. При повышении регулируемого давления кран выключает нитку с отказавшим регулирующим клапаном, снижение давления предотвращает резервная нитка. Программа может осуществлять избирательное отключение поврежденных редуцирующих ниток и включение резервных. В этом случае при трех редуцирующих нитках одна из которых резервная, при нормальном режиме работают все нитки и все пневмокраны открыты. Таким образом, система работает по методу нагруженного (горячего) резерва, т.е. когда резерв находится в рабочем режиме. При аварийном открывании одного из регуляторов и повышении выходного давления система защиты подает команду на закрывание первой нитки. Если после ее перекрытия давление продолжает расти (следовательно, регулятор исправный), то закрывается кран на второй нитке, а на первой открывается. Если же при этом регулируемое давление перестает увеличиваться, то защита прекращает свое действие, так как при этом, очевидно, отказал регулятор второй нитки. Если, наконец, давление будет продолжать расти, то защита закроет третью нитку и откроет вторую. Такая система может работать и при четырех нитках.

### **1.9.1. Подбор газорегуляторных пунктов и регуляторов давления**

С учетом планировки г.Северобайкальска, из условия оптимального расстояния действия ГРП 600-800 метров, в микрорайоне проектируются три сетевых газорегуляторных пункта, и семь газорегуляторных установок.

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

ГРП могут быть сетевыми, питающими городскую распределительную сеть низкого и среднего давлений, и объектовыми, подающими газ необходимого давления промышленным и коммунально-бытовым потребителям. ГРП следует размещать в отдельно стоящих зданиях или в шкафах. ГРП, располагаемые в шкафах, устанавливаются на отдельных несгораемых опорах. Шкафы следует располагать на высоте, удобной

для обслуживания и ремонта. Расстояние от шкафа до окна или двери должно быть не менее 3 м при условии, что давление газа не более 0,3 МПа. Расстояние по вертикали от шкафа до оконных проемов должно быть не менее 5 м.

ГРП следует располагать в светлых и негорючих одноэтажных помещениях с покрытиями, легко сбрасываемыми при действии взрывной волны с массой на 1 м<sup>2</sup> не более 120 кг. В случае применения трудно-сбрасываемых покрытий общая площадь оконных, дверных проемов и световых фонарей принимается не менее 500 см на 1 м<sup>3</sup> внутреннего объема помещения. Двери помещений должны открываться наружу. Вопрос об отоплении ГРП решают в зависимости от климатических условий, влажности газа и конструкции применяемого оборудования. В отапливаемых помещениях ГРП температуру воздуха следует поддерживать не менее 5°С. Отопление может быть водяным, паровым или от индивидуальной отопительной установки. Здание ГРП оборудуют естественной вентиляцией, обеспечивающей трехкратный воздухообмен. Вытяжку осуществляют с помощью дефлектора, а приточный воздух поступает через жалюзийную решетку. Помещение ГРП должно иметь естественное освещение. Электрическое освещение ГРП может быть внутренним во взрывобезопасном исполнении или наружным в обычном исполнении. Если расстояние от ГРП до ближайшего здания больше высоты этого здания, то ГРП оборудуют молниеотводами. При размещении ГРП в шкафу, его следует изготавливать из негорючих материалов, а в нижней и верхней частях устраивать отверстия для вентиляции. На вводе газопровода в ГРП и на выводах из него должны быть установлены отключающие устройства на расстоянии не менее 5 и не более 100 м. Оборудование сетевых газорегуляторных пунктов состоит из следующих основных узлов и элементов: узла регулирования давления газа с предохранительно-запорным клапаном и обводным газопроводом (байпасом), предохранительного сбросного клапана, комплекта контрольно-измерительных приборов, продувочных линий. В качестве отключающих устройств при диаметрах до 100 мм используют пробковые краны со смазкой (КСР), при больших диаметрах – клиновые стальные задвижки (ЗКЛ2). Для очистки газа на ГРП устанавливают волосяные или сетчатые фильтры.

Выходное давление из ГРП контролируют предохранительным запорным клапаном (ПЗК) и предохранительным сбросным клапаном (ПСК). ПЗК контролирует верхний и нижний предел, ПСК - только верхний. ПСК настраивают на меньшее давление, чем ПЗК, поэтому он срабатывает первым. Сброс газа в атмосферу следует осуществлять в том случае, если регулятор давления работает нормально, но при закрытии клапан не обеспечивает герметичности отключения (вследствие засорения клапана, износа и пр.). Если протечка через неплотно закрытый клапан будет превосходить потребление газа, то выходное давление будет расти. Для предотвращения роста давления избыток газа необходимо сбросить в атмосферу. Такие ситуации обычно бывают кратковременными (в ночное время), а количество сбрасываемого газа незначительным. Срабатывание клапана ПСК при указанных обстоятельствах предотвращает закрытие предохранительного клапана и нарушение нормального газоснабжения потребителей.

Если же отказал регулятор давления, клапан ПСК сработал, а давление в сетях продолжает расти, то такая ситуация является аварийной. В этом случае срабатывает клапан ПЗК, который перекроет газопровод перед регулятором и прекратит подачу газа потребителям. Клапан ПЗК работает также при недопустимом снижении давления газа, которое может произойти при аварии на газопроводе. По устранении причин отключения газа его подача потребителям автоматически не возобновляется. Вновь пустить газ может только обслуживающий персонал, что предотвращает аварии и несчастные случаи при пуске газа.

Клапан ПСК настраивают на давление, превышающее регулируемое на 10%. При низком выходном давлении разность между давлениями настройки клапана и регулируемым давлением должна быть не менее 500 Па. Расчетную величину сброса газа через клапан ПСК при наличии в ГРП клапана ПЗК или при установке после ГРП у потребителей дополнительных регулирующих устройств принимают в 10% пропускной способности наибольшего из клапанов регуляторов системы регулирования в ГРП. В иных случаях величину сброса газа принимают

не менее пропускной способности наибольшего из клапанов регуляторов ГРП за вычетом минимального потребления газа.

Импульсы для клапанов ПЗК, ПСК и регулятора давления следует отбирать из газопровода после ГРП в месте, где поток газа стабилизировался.

Для контроля конечного, среднего и высокого давления применяют предохранительные пружинные клапаны ППК-4-50-16. Контролируемое давление в них подают непосредственно под золотник, который к седлу клапана прижимается пружиной. Если сила давления на золотник окажется больше усилия пружины, то клапан откроется и сбросит газ. Клапаны ППК-4-50-16 настраивают на давление от 0,05 до 2,2 МПа.

Для продувки газопровода до ГРП, газопроводов и оборудования ГРП, а также сброса газа при ремонтах и замене оборудования ГРП предусматривают специальные продувочные газопроводы, которые выводят наружу в безопасные места для окружающих зданий и сооружений, но не менее чем на 1 м выше карниза здания ГРП. Таким же требованиям подчиняются и сбросные газопроводы (свечи) от ПСК. Продувочные газопроводы одного давления можно объединить в общую свечу. Диаметр свечи должен быть не менее 19 мм

Сетевые ГРП обычно подают газ в закольцованную распределительную сеть, поэтому точные границы зоны действия каждого ГРП практически установить невозможно. Кроме того, они изменяются в зависимости от режима потребления газа, поэтому потребители, расположенные на границах зон, могут получать газ в зависимости от режима то от одного, то от другого ГРП. В связи с этим каждый газорегуляторный пункт не имеет точно определенных потребителей, и, следовательно, нет смысла учитывать расход газа в каждом ГРП. Их не оборудуют узлами измерения расхода газа.

Компоновка оборудования ГРП и РДУК должна быть удобна для монтажа, ремонта и осмотра оборудования. Расстояние в свету между параллельными рядами оборудования следует принимать не менее 400 мм, а ширину основного прохода в помещении не менее 0,8 м. Прокладывать газопроводы в каналах пола не рекомендуется.



Для бесперебойного снабжения потребителей газом при выходе из строя регулятора давления, замене, ремонте или осмотре оборудования узла регулирования предусматривают обводной газопровод (байпас). В указанных случаях регулируемую линию отключают, а газ подают по байпасу с ручным регулированием давления. Диаметр обводной линии должен обеспечить максимальный пропуск газа при минимальном входном давлении и нормальном выходном. У ГРП диаметр обводного газопровода принят равным большему стандартному диаметру, следующему после диаметра седла клапана. Для надежности и удобства ручного регулирования на байпасе устанавливают последовательно два отключающих устройства: кран. Освещение здания естественное (через окна) и искусственное (электрическое во взрывобезопасном исполнении). Здание отапливают от близ расположенных тепловых сетей котельной базы. Температуру в помещении поддерживают не ниже 5 °С и контролируют комнатным термометром. Вентиляция естественная, обеспечивает трехкратный обмен воздуха.

Для поглощения шума, возникающего при редуцировании давления газа, газопроводы покрывают специальной шумовиброизолирующей пастой или изолируют антикоррозионной битумно-резиновой изоляцией толщиной 20 мм. Участки газопровода, под которые устанавливают опоры, должны иметь прокладки из войлока, пропитанного битумом. Технологическую нитку редуцирования располагают на высоте 0,7 м от пола на опорах, которые устанавливают под газопроводом. Фильтр смонтирован на собственных опорах. Импульсные трубопроводы прокладывают на высоте не более 2 м под окнами и крепят к стенам при помощи крючков. При прохождении через стены трубы размещают в футлярах, а отверстия между футляром и стеной тщательно заделывают цементным раствором.

На импульсных и сбросных газопроводах располагают краны и вентили. Краны, установленные на импульсных линиях к предохранительным устройствам, должны быть запломбированы в открытом положении. Приборы для измерения и записи входного и выходного давления располагают на специальном щите, который устанавливают на опорах в помещении ГРП. Входное давление измеряют

показывающим манометром ОБМ класса точности 1,5 и записывают самопишущим манометром МТС-710 ч. Выходное давление измеряют напоромером НМП и записывают с помощью самопишущего дифференциального манометра ДСС-710 ч, у которого один вентиль соединен с атмосферой, а средний заглушен.

На основании приведенных ранее расчетов данные для подбора ГРП сведены в таблицу 31.

Таблица 31 – Исходные данные для подбора ГРП

Наименование ГРП, ГРУ	Избыточное давление газа перед ГРП (начальное), кПа	Избыточное давление газа после ГРП (конечное), кПа	Расчетный расход газа, м <sup>3</sup> /ч
ГРП - Котельная 1	159	10	9583
ГРП - Котельная 2	87	10	728
ГРУ - Предприятие по разведению рыбы	233	10	85
ГРП - Котельная 3	207	10	388
ГРП - Лесозаготовительное предприятие	221	10	278
Сетевой ГРП №1	92	5	2625
Сетевой ГРП №2	146	5	589
Сетевой ГРП №3	42	5	3227

Из условий пропускной способности ГРП, избыточного давления до и после регулятора давления к установке принимаем следующие газорегуляторные пункты и установки с регуляторами давления РД-32М, РД-50М и РДУК-2.

Регуляторы давления РД-32М и РД-50М стабильно работают с коэффициентом загрузки  $K_3=10\div 80\%$ , который определяется по формуле

$$K_3 = \frac{Q}{Q_P} 100, \quad (47)$$

где  $Q$  – требуемая пропускная способность регулятора, м<sup>3</sup>/ч;

$Q_P$  - расчетная пропускная способность регулятора, м<sup>3</sup>/ч.

На выбор регулятора давления РД-32М и РД-50М влияет перепад давления в дроссельном органе. При малых перепадах происходит докритическое истечение газа ( $p_2/p_1 > 0,5$ ), а при определенном перепаде наступает критическое истечение

ние газа ( $p_2/p_1 < 0,5$ ), когда скорость газа равна скорости звука в газовой среде, где  $p_1$  – абсолютное давление газа на входе, кПа,  $p_2$  – абсолютное давление газа на выходе, кПа.

Расчетная пропускная способность регуляторов давления газа РД-32 и РД-50 определяется по формулам:

$$\text{при } (p_2/p_1 > 0,5) \quad Q_P = 0,031 Q_{II} \sqrt{\frac{\Delta p \cdot p_2}{\rho_G}}, \text{ м}^3/\text{ч}, \quad (48)$$

$$\text{при } (p_2/p_1 < 0,5) \quad Q_P = 0,0157 Q_{II} \frac{p_1}{\sqrt{\rho_G}}, \text{ м}^3/\text{ч}, \quad (49)$$

где  $Q_{II}$  – паспортные данные регулятора, кПа;

$\Delta p = p_1 - p_2$  расчетный перепад давления, для которого определяется пропускная способность регулятора, кПа;

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

Регуляторы давления РДУК-2 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 определяется по формуле

$$Q_{\max} = 1,595 f \varphi K p_1 \sqrt{\frac{1}{\rho_G}}, \text{ м}^3/\text{ч}, \quad (51)$$

где  $f$  – площадь седла клапана регулятора давления, 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;

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

## **Котельная №1**

Расчетный расход газа – 9583 м<sup>3</sup>/ч.

Избыточное давление газа до регулятора 158,6 кПа, абсолютное давление газа на входе 260 кПа.

Избыточное давление газа после регулятора 30 кПа, абсолютное давление газа на выходе 131,3 кПа.

Из условий пропускной способности ГРП, избыточного давления до и после регулятора давления к установке принимаем газорегуляторный пункт с регулятором давления РДУК-2В-200/140.

Площадь седла клапана регулятора давления – 154 см<sup>2</sup>.

Коэффициент расхода - 0,4.

Плотность газа – 0,79 кг/м<sup>3</sup>.

При  $p_2/p_1=131,3/260=0,51$   $\varphi=0,5$ .

Максимальная пропускная способность регулятора давления РДУК2В-200/140 составляет

$$Q_{\max} = 1,595 f \varphi K p_1 \sqrt{\frac{1}{\rho_g}} = 1,595 \cdot 154 \cdot 0,5 \cdot 0,4 \cdot 260 \sqrt{\frac{1}{0,79}} = 14369 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Коэффициент регулятора давления РДУК2В-200/105 составляет

$$K_z = \frac{Q_p}{Q_{\max}} 100 = \frac{9583}{14369} 100 = 66,7\%.$$

Коэффициент регулятора давления РДУК2В-200/140 лежит в желаемых пределах 10÷80%, регулятор будет работать стабильно. К установке принимаем газорегуляторный пункт с регулятором давления РДУК-2В-200/140.

## **ГРП №1**

Расчетный расход газа – 2625 м<sup>3</sup>/ч.

Избыточное давление газа до регулятора 91,9 кПа, абсолютное давление газа на входе 193 кПа.

Избыточное давление газа после регулятора 5 кПа, абсолютное давление газа на выходе 101,3 кПа.

Из условий пропускной способности ГРП, избыточного давления до и после регулятора давления к установке принимаем газорегуляторный пункт с регулятором давления РДУК-2В-200/105.

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

Коэффициент расхода - 0,49.

Плотность газа – 0,79 кг/м<sup>3</sup>.

При  $p_2/p_1=101,3/193=0,52$ ;  $\varphi=0,5$ .

Максимальная пропускная способность регулятора давления РДУК2В-200/105 составляет

$$Q_{\max} = 1,595 f \varphi K p_1 \sqrt{\frac{1}{\rho_g}} = 1,595 \cdot 86,5 \cdot 0,5 \cdot 0,49 \cdot 193 \sqrt{\frac{1}{0,79}} = 7347 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Коэффициент регулятора давления РДУК2В-200/105 составляет

$$K_3 = \frac{Q_p}{Q_{\max}} 100 = \frac{9583}{2625} 100 = 35,7\%.$$

Коэффициент регулятора давления РДУК2В-200/105 лежит в желаемых пределах 10÷80%, регулятор будет работать стабильно.

### **ГРП №3**

Расчетный расход газа – 3227 м<sup>3</sup>/ч.

Избыточное давление газа до регулятора 41,9 кПа, абсолютное давление газа на входе 143 кПа.

Избыточное давление газа после регулятора 5 кПа, абсолютное давление газа на выходе 101,3 кПа.

Из условий пропускной способности ГРП, избыточного давления до и после регулятора давления к установке принимаем газорегуляторный пункт с регулятором давления РДУК-2В-200/105.

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

Коэффициент расхода - 0,49.

Плотность газа – 0,79 кг/м<sup>3</sup>.

При  $p_2/p_1=101,3/143=0,71$ ;  $\varphi=0,5$ .

Максимальная пропускная способность регулятора давления РДУК2В-200/105 составляет

$$Q_{\max} = 1,595 f \phi K p_1 \sqrt{\frac{1}{\rho_{\Gamma}}} = 1,595 \cdot 86,5 \cdot 0,5 \cdot 0,49 \cdot 143 \sqrt{\frac{1}{0,79}} = 5445 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Коэффициент регулятора давления РДУК-2В-200/105 составляет

$$K_3 = \frac{Q_P}{Q_{\max}} 100 = \frac{3227}{5445} 100 = 59,2\%.$$

Коэффициент регулятора давления РДУК-2В-200/105 лежит в желаемых пределах 10÷80%, регулятор будет работать стабильно.

### **ГРП №2**

Расчетный расход газа – 589 м<sup>3</sup>/ч.

Избыточное давление газа до регулятора 146 кПа, абсолютное давление газа на входе 247 кПа.

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

Плотность газа – 0,79 кг/м<sup>3</sup>.

Из условий пропускной способности ГРП, избыточного давления до и после регулятора давления к установке принимаем газорегуляторный пункт с регулятором давления РД-50М.

При давлении газа до регулятора  $p_1=146$  кПа и  $Q=589$  м<sup>3</sup>/ч, к установке выбираем регулятор давления РД-50, диаметром седла клапана 11 мм. Паспортная производительность регулятора  $Q_{\Pi}=198$  м<sup>3</sup>/ч.

При  $p_2/p_1=106,3/247=0,43$ , расчетная пропускная способность регулятора составляет

$$Q_P = 0,0157 \cdot Q_{\Pi} \frac{p_1}{\sqrt{\rho_{\Gamma}}} = 0,0157 \cdot 192,2 \frac{247}{\sqrt{0,79}} = 866 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Коэффициент регулятора давления РД-50М составляет:

$$K_3 = \frac{Q}{Q_P} 100 = \frac{589}{866} \cdot 100 = 68,1\%.$$

Коэффициент регулятора давления РД-50М лежит в желаемых пределах 10÷80%, регулятор будет работать стабильно.

### **Газорегуляторный пункт для котельной (Б)**

Расчетный расход газа – 728 м<sup>3</sup>/ч.

Избыточное давление газа до регулятора 87 кПа, абсолютное давление газа на входе 188 кПа.

Избыточное давление газа после регулятора 20 кПа, абсолютное давление газа на выходе 121,3 кПа.

Плотность газа – 0,79 кг/м<sup>3</sup>.

Из условий пропускной способности ГРП, избыточного давления до и после регулятора давления к установке принимаем газорегуляторный пункт с регулятором давления РД-50М.

При давлении газа до регулятора  $p_1=188$  кПа и  $Q=728$  м<sup>3</sup>/ч, к установке выбираем регулятор давления РД-50М, диаметром седла клапана 20 мм. Паспортная производительность регулятора  $Q_{II}=414$  м<sup>3</sup>/ч.

При  $p_2/p_1=121,3/188=0,6$  расчетная пропускная способность регулятора составляет

$$Q_p = 0,0157 \cdot Q_{II} \frac{p_1}{\sqrt{\rho_{г}}} = 0,0157 \cdot 414 \frac{188}{\sqrt{0,79}} = 1378 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Коэффициент регулятора давления РД-50 составляет:

$$K_3 = \frac{Q}{Q_p} \cdot 100 = \frac{728}{1378} \cdot 100 = 55,8\%.$$

Коэффициент регулятора давления РД-50М лежит в желаемых пределах 10÷80%, регулятор будет работать стабильно.

### **Газорегуляторный пункт для предприятия по разведению рыбы (В)**

Расчетный расход газа – 85 м<sup>3</sup>/ч.

Избыточное давление газа до регулятора 233 кПа, абсолютное давление газа на входе 335 кПа.

Избыточное давление газа после регулятора 20 кПа, абсолютное давление газа на выходе 121,3 кПа.

Плотность газа – 0,79 кг/м<sup>3</sup>.

Из условий пропускной способности ГРП, избыточного давления до и после регулятора давления к установке принимаем газорегуляторный пункт с регулятором давления РД-32М.

При давлении газа до регулятора  $p_1=335$  кПа и  $Q=85$  м<sup>3</sup>/ч, к установке выбираем регулятор давления РД-32М, диаметром седла клапана 6 мм. Паспортная производительность регулятора  $Q_{\Pi}=60$  м<sup>3</sup>/ч.

При  $p_2/p_1=121,3/335=0,3$ , расчетная пропускная способность регулятора составляет

$$Q_p = 0,0157 \cdot Q_{\Pi} \frac{p_1}{\sqrt{\rho_{\Gamma}}} = 0,0157 \cdot 60 \frac{335}{\sqrt{0,79}} = 356 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Коэффициент регулятора давления РД-32 составляет:

$$K_3 = \frac{Q}{Q_p} 100 = \frac{85}{356} \cdot 100 = 23,8\%.$$

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

### **Газорегуляторный пункт для котельной (Г)**

Расчетный расход газа – 388 м<sup>3</sup>/ч.

Избыточное давление газа до регулятора 207 кПа, абсолютное давление газа на входе 308 кПа.

Избыточное давление газа после регулятора 20 кПа, абсолютное давление газа на выходе 121,3 кПа.

Плотность газа – 0,79 кг/м<sup>3</sup>.

Из условий пропускной способности ГРП, избыточного давления до и после регулятора давления к установке принимаем газорегуляторный пункт с регулятором давления РД-50М.

При давлении газа до регулятора  $p_1=308$  кПа и  $Q=388$  м<sup>3</sup>/ч, к установке выбираем регулятор давления РД-50М, диаметром седла клапана 8 мм. Паспортная производительность регулятора  $Q_{\Pi}=120$  м<sup>3</sup>/ч.



При  $p_2/p_1=121,3/308= 0,39$ , расчетная пропускная способность регулятора составляет

$$Q_P = 0,0157 \cdot Q_{II} \frac{p_1}{\sqrt{\rho_{\Gamma}}} = 0,0157 \cdot 120 \frac{388}{\sqrt{0,79}} = 651 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Коэффициент регулятора давления РД-50 составляет:

$$K_3 = \frac{Q}{Q_P} 100 = \frac{388}{651} \cdot 100 = 59,6\%.$$

Коэффициент регулятора давления РД-50М лежит в желаемых пределах 10÷80%, регулятор будет работать стабильно.

### **Газорегуляторный пункт для котельной для лесозаготовительного предприятия (Д).**

Расчетный расход газа – 278 м<sup>3</sup>/ч.

Избыточное давление газа до регулятора 221 кПа, абсолютное давление газа на входе 322 кПа.

Избыточное давление газа после регулятора 20 кПа, абсолютное давление газа на выходе 121,3 кПа.

Плотность газа – 0,79 кг/м<sup>3</sup>.

Из условий пропускной способности ГРП, избыточного давления до и после регулятора давления к установке принимаем газорегуляторный пункт с регулятором давления РД-50М.

При давлении газа до регулятора  $p_1=322$  кПа и  $Q=278$  м<sup>3</sup>/ч, к установке выбираем регулятор давления РД-50М, диаметром седла клапана 8 мм. Паспортная производительность регулятора  $Q_{II}=124$  м<sup>3</sup>/ч.

При  $p_2/p_1=121,3/322= 0,37$ , расчетная пропускная способность регулятора составляет

$$Q_P = 0,0157 \cdot Q_{II} \frac{p_1}{\sqrt{\rho_{\Gamma}}} = 0,0157 \cdot 124 \frac{322}{\sqrt{0,79}} = 706 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Коэффициент регулятора давления РД-50М составляет:

$$K_3 = \frac{Q}{Q_P} 100 = \frac{278}{706} \cdot 100 = 39,3\%.$$

Коэффициент регулятора давления РД-50М лежит в желаемых пределах  $10\div 80\%$ , регулятор будет работать стабильно. К установке принимаем регулятор давления РД-50.

### **1.10 Расчет неравномерности потребления газа**

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

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

Неравномерность расходования газа отдельными категориями потребителей определяется рядом факторов: климатическими условиями, укладом жизни населения, режимом работы предприятий и учреждений, характеристикой газоборудования зданий и промышленных цехов. Неравномерность потребления оказывает большое влияние на экономические показатели систем газоснабжения. Наличие пиков и провалов в потреблении газа приводит к неполному использованию мощностей газовых промыслов и пропускной способности магистральных газопроводов, что превышает себестоимость газа. Выравнивание спроса и потребления газа приводит к необходимости строительства подземных хранилищ и к созданию потребителей-регуляторов, а следовательно, и к дополнительным вложениям в газотранспортные системы и во вторые топливные хозяйства потребителей. Эта противоречивость постановки задачи как всегда решается оптимизационным методом.

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

Знание годовых графиков газопотребления имеет большое значение и для эксплуатации городских систем газоснабжения, так как позволяет правильно планировать спрос на газ по месяцам года, определять необходимую мощность городских потребителей-регуляторов, планировать проведение реконструкций и ремонтных работ на газовых сетях и их сооружениях. Используя провалы потребления газа для отключения отдельных участков газопровода и газорегуляторных пунктов на ремонт, можно провести его без нарушения подачи газа потребителям.

Основное влияние на режим бытового потребления оказывают климатические условия. Понижение наружной температуры вызывает увеличение потребления газа. Это объясняется тем, что в зимние месяцы температура водопроводной воды значительно снижается и на ее нагрев расходуют больше теплоты. Режим потребления газа на отопление и вентиляцию зданий зависит от климатических условий того района, где расположен город или промышленный узел. Количество потребляемого газа определяется наружной температурой. Отопительную нагрузку, Вт, рассчитывают по формуле (52)

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

где  $Q$  – количество газа, расходуемого на отопление и вентиляцию зданий в течение периода  $n$ ;  $C$  – постоянная величина;  $t_v$  – внутренняя температура;  $t_n$  – наружная температура, средняя для периода  $n$ ;  $n$  – число часов или суток стояния температуры  $t_n$ .

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

Средние температуры наружного воздуха определяют по климатологическим данным, которые получены в результате многолетних наблюдений

(СП 131.13330.2012). Месячные расходы в процентах от годового расхода рассчитывают по формуле (53) и занесены в таблицу 32.

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

где  $t_{срм}$  – среднемесячные температуры,

$n_m$  – число отопительных дней в месяце.

Таблица 32 – Расход газа по месяцам года, тыс.м<sup>3</sup>/мес

Потребитель	Месяц											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Котельная 1	7697	6687	5973	4004	2214	7	7	7	1256	3789	5460	6854
Котельная 2	585	508	454	304	168	0	0	0	95	288	415	521
Предприятие по развед.рыбы	42	38	42	41	42	41	42	42	41	42	41	42
Котельная 3	312	271	242	162	90	0	0	0	51	153	221	278
Лесозаготов. предприятие	127	115	127	123	127	123	127	127	123	127	123	127
Итого	8765	7620	6839	4635	2641	171	177	177	1565	4400	6261	7823

Городские газовые сети рассчитывают на максимальные часовые расходы газа, которые можно определить, только располагая достаточно надежными сведениями о часовых колебаниях потребления газа.

Знание суточных графиков необходимо также для правильной эксплуатации газовых сетей и установок, расчета аккумулирующей емкости для выравнивания суточного графика.

Часовая неравномерность для ГРП №1 приведена в таблице 33.

Таблица заполнена на основании расчетов из раздела 1.3.

Графики неравномерности потребления газа приведены на листе 4 графической части.

Таблица 33 – Часовая неравномерность

Часы суток, ч	ГРП №1	
	Расход газа, % от суточного потребления	Результаты расчета за январь, м <sup>3</sup> /ч
0-1	3,1	2305
1-2	2,6	2235
2-3	2,5	2221
3-4	2,2	2180
4-5	2,5	2221
5-6	2,7	2249
6-7	3,5	2361
7-8	5	2569
8-9	5,2	2597
9-10	5,2	2597
10-11	5,4	2625
11-12	5,2	2597
12-13	4,9	2556
13-14	4,6	2514
14-15	4,4	2486
15-16	5	2569
16-17	4,9	2556
17-18	5	2569
18-19	5,2	2597
19-20	5,4	2625
20-21	4,7	2528
21-22	4,2	2458
22-23	3,5	2361
23-24	3,1	2305

## **2. Технология возведения инженерных систем**

### **2.1. Подготовительные работы**

Строительство газопроводов начинается после получения монтажной организации от заказчика утвержденной проектно – сметной документации. От специализированной организации получить схему и акт на произведенные геодезические работы.

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.

### **2.2. Земляные работы**

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

Рытье траншей выполняется в общем потоке с другими работами по укладке 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 марки ЭО2621А, а также барой ЭТЦ-2086 на базе МТЗ-82. После рытья траншей следует ручная зачистка стенок и дна траншей, затем грунт отсыпают в отвал с одной стороны. Основание под газопровод заполняют песчаным грунтом толщиной минимум 100мм.

Трубы, запорную арматуру поставляют согласно составленных заявок по спецификациям. Трубы, арматура, сварочные и изоляционные материалы, применяемые для строительства систем газоснабжения, должны иметь сертификаты за-

водов-изготовителей, подтверждающие соответствие требованиям государственных стандартов или технических условий.

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

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

### **2.3. Определение объемов земляных работ**

Для прокладки трубопровода низкого давления требуется разработка траншей длиной 33800 метров, трубопровода среднего давления 12260 метров по схеме №1 или 18140 метров по схеме №2

### **2.4. Подбор строительных машин и механизмов**

В условиях застройки (малая длина прямолинейных участков, ограниченная ширина строительной полосы) целесообразно применение одноковшовых экскаваторов.

Для разработки грунта из траншеи в отвал, принят одноковшовый экскаватор - обратная лопата – ЭО 2621А,

Технические характеристики:

- емкостью ковша - 0,25м<sup>3</sup>;
- наибольшая высота выгрузки - 2,2м;
- максимальный радиус копания - 5м;
- мощность двигателя - 44 кВт;
- масса экскаватора - 5,45т;
- наибольшая глубина копания - 3м.

Для выполнения монтажных работ подходит автомобильный гидравлический кран с унифицированной телескопической стрелой КС – 1563.

Технические характеристики:

- вылет стрелы на опорах минимальный - 2,5м;
- максимальный - 5,5м;
- грузоподъемность при работе на опорах – 4т;
- без опор – 5т.

Для сварки труб в звенья принимаем сварочный агрегат АСБ-300м.

Для испытания газопровода на прочность и герметичность принимаем гидропресс марки СТД 539.

### **2.5. Монтаж газопровода в траншею.**

При монтаже газопроводов должны быть приняты меры по предотвращению засорения полости труб, секций, плетей.

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

Правильность укладки газопроводов следует проверять путем нивелировки всех узловых точек уложенного газопровода и мест его пересечения с подземными сооружениями.



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.

## **2.6. Испытание газопровода**

Перед испытанием на герметичность законченного строительством наружных газопроводов следует производить продувку с целью очистки их внутренней полости. Очистку полости внутренних газопроводов и газопроводов ГРП следует производить перед их монтажом.

Испытания на герметичность газопроводов должна проводить строительно-монтажная организация в присутствии представителя газового хозяйства. Допускается проведение испытаний на прочность без участия представителя газового хозяйства по согласованию с ним.

Для проведения испытаний газопроводов и герметичность следует применять манометры класса точности не ниже 1,5. При испытательном давлении до 0,01 МПа (0,1 кгс/см<sup>2</sup>) необходимо применять V-образные жидкостные манометры сводным заполнением.

До начала испытаний на герметичность подземные газопроводы после их заполнения воздухом следует выдерживать под испытательным давлением не менее 6 часов. Испытательное давление 0,1 МПа с выдержкой не менее 24 часов. Результаты испытания на герметичность следует считать положительными, если в период испытания фактическое падение давления в газопроводе не превышает допустимого падения давления и при осмотре доступных к проверке мест не обнаружены утечки.

Дефекты, обнаруженные в процессе испытаний газопроводов на герметичность, следует устранять только после снижения давления в газопроводе до атмосферного. После устранения дефектов, обнаруженных в результате испытания газопровода на герметичность, следует повторно произвести это испытание.

## **2.7. 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 эксковатором с последующим уплотнением грунта. Восстанавливают растительный слой.

## **2.8. Сдача объекта в эксплуатацию**

Законченный объект сдается приемочной комиссии. В ее состав входят: заказчик, представитель генподрядчика, эксплуатирующей организации, представитель Госгортехнадзора Р.Ф., 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 и резервуарных установок должна выполняться в строгом соответствии с технологическими инструкциями и правилами безопасности в газовом хозяйстве Госгортехнадзора и СНиП 02. 04-96 "Газоснабжение".

## **ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

В бакалаврской работе представлены материалы по газификации г.Северобайкальск, численность населения которого составляет 24 000 человек. Расчеты велись на основании расчетных годовых и часовых расходов газа на бытовое и коммунально-бытовое потребление.

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

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 города 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. - 70 с.
2. Ионин, А.А. Газоснабжение: учебник /А.А. Ионин. - М.: Стройиздат, 1989. - 439 с.
3. Расчет потребления природного газа районом города: методические указания к курсовой работе для студентов специальности 290700 «Теплогазоснабжение и вентиляция» КрасГАСА, Красноярск, 2005. 40 с.
4. СП 131.13330.2012 Строительная климатология. Актуализированная редакция СНиП 23-01-1999. – Введ. 01.01.2013. – М.: Минрегион России, 2013.
5. Шур, И.А. Перевод отопительных котлов на газовое топливо: учебное пособие / И.А.Шур. - Л.: Недра, 1973. - 264с.
6. Гуськов, Б.И. Газификация промышленных предприятий: учебник /Б.И. Гуськов. - М.: Стройиздат, 1982. - 368 с.
7. Гидравлический расчет газовых сетей: методические указания к курсовой работе для студентов специальности 290700 «Теплогазоснабжение и вентиляция» КрасГАСА, Красноярск, 2005. 40 с.
8. Баясанов, Д.Б. Распределительные системы газоснабжения: учебник /Д.Б. Баясанов. - М.: Стройиздат, 1977. - 407 с.
9. Варфоломеев, В.А. Справочник по проектированию, строительству и эксплуатации систем газоснабжения: учебное пособие /В.А. Варфоломеев. - Киев: Будивельник, 1988. - 238 с.
10. 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.
11. Федеральный закон «О газоснабжении в РФ» принятый 31.03.99г. №69 ФЗ.

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Газификация жилой зоны г.Северобайкальск» содержит 90 страниц текстового документа, 11 использованных источников, 7 листов графического материала.

ГАЗОСНАБЖЕНИЕ, ГАЗОРЕГУЛЯТОРНЫЙ ПУНКТ, ПОТРЕБЛЕНИЕ ГАЗА, ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ГАЗОВЫХ СЕТЕЙ, НЕРАВНОМЕРНОСТЬ ПОТРЕБЛЕНИЯ ГАЗА

Объект – город Северобайкальск, республика Бурятия.

Цели работы:

- разработать проектные материалы по газификации г. Северобайкальск;
- рассчитать распределительные сети систем газоснабжения;
- подобрать газовое оборудование для устойчивой работы системы газоснабжения.

Выполнен расчет потребления газа как в целом по городу, так и в отдельности по разнообразным видам потребления в соответствии с требованиями СП 62.13330.2011 Газораспределительные системы. Актуализированная редакция СНиП 42-01-2002. В городе запроектирована двухступенчатая система газоснабжения. Для газификации жилой зоны запроектирована многокольцевая сеть низкого давления. Гидравлический расчет сети низкого давления выполнен с использованием математического моделирования. Для сети среднего давления подобраны диаметры и определено давление в конечных точках сети. Подобрано оборудование 7 газорегуляторных пунктов.

Газификация города предполагается природным газом, добываемым на Ковыктинском месторождение. Материалы, представленные в работе могут быть использованы как один из вариантов газоснабжения г. Северобайкальска.

Генеральный план с сетями низкого и среднего давления М1:10000



Условные обозначения

- Жилая усадебная застройка
- Жилая коттеджная застройка
- Жилая многоэтажная застройка
- Д Лесогаготовительное предприятие
- Г Предприятие по разведению рыбы
- Л Ландшафтная защитная зона

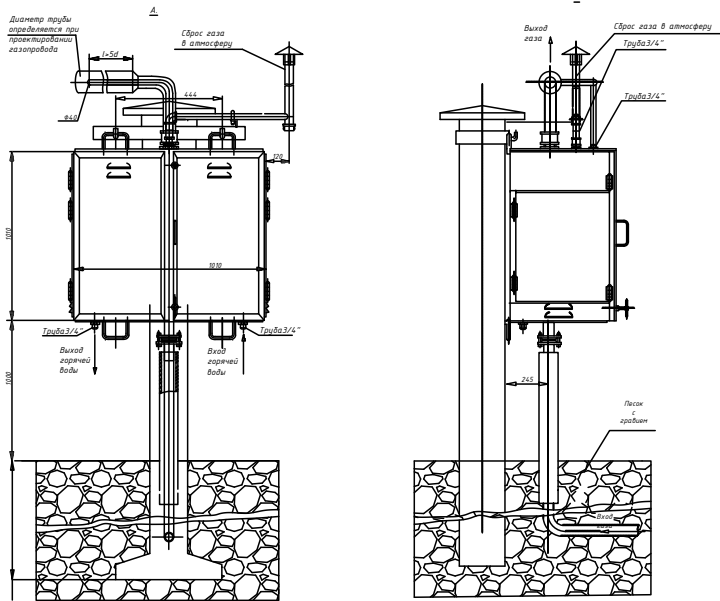
- Производственно-коммунальные предприятия
- Газопровод низкого давления
- Газопровод среднего давления
- 20 Номер квартала
- Q=57,0 Расход, м<sup>3</sup>/ч.
- 278\*8 Диаметр газопровода, мм

Исходные данные для разработки проекта

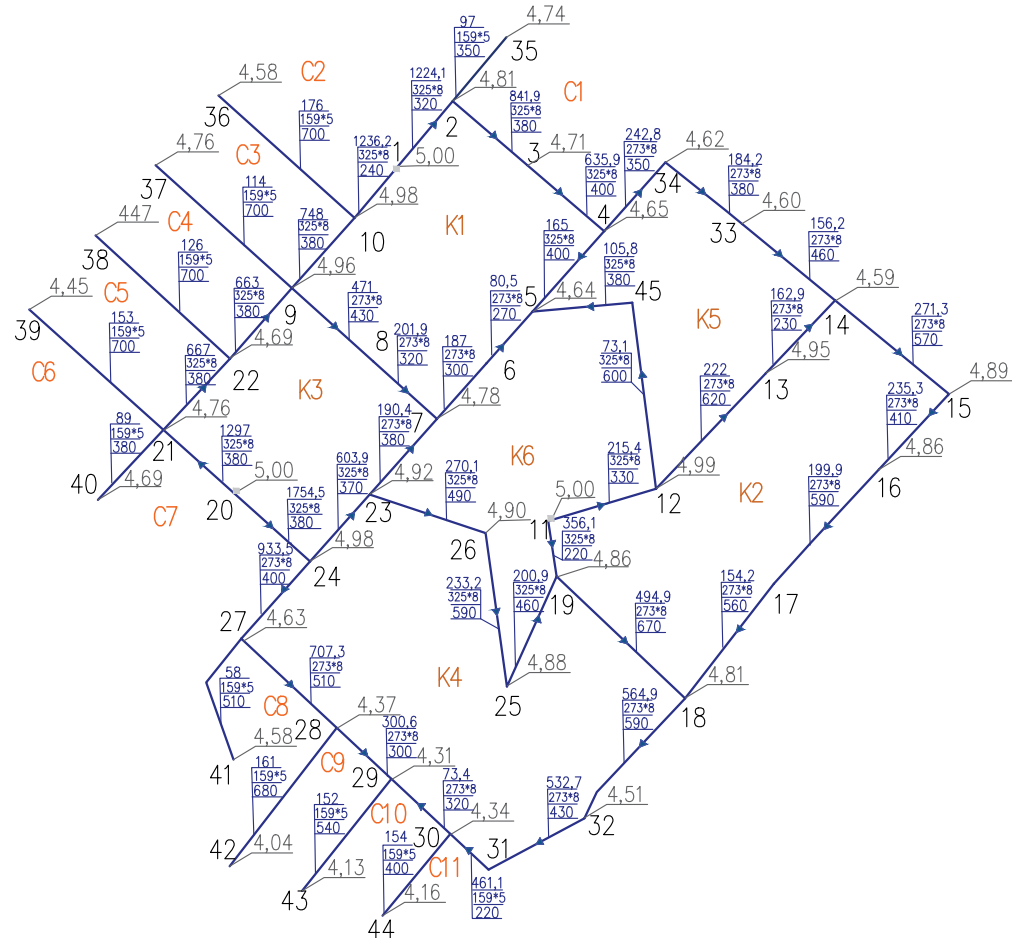
г.Северобайкальск.  
 Состав газа:  
 метан - 91,7%; этан - 4,4%; пропан - 1,1%; бутан - 1%; углекислый газ - 0,15%; азот + редкие газы - 1,65%.  
 Температура воздуха наиболее холодной пятидневки, обеспеченностью 0,92: -32 °С.  
 Средняя температура наружного воздуха за отопительный период: -9,6°С.  
 Продолжительность отопительного периода: 255 суток.  
 Численность населения 24000 человек.  
 Проект выполнен в соответствии с требованиями СП 62.1330.2011 "Газораспределительные системы".  
 Монтаж газопроводов производится в соответствии с требованиями СП 45.13330.2012 "Безопасность труб в строительстве. Часть 2. Строительное производство".  
 Газопроводы выполнены из стальных бесшовных горяччедеформированных труб по ГОСТ 8731-74.

						БР-08.03.01.00.05			
						ИСИ СФУ			
Исполн.	Исполн.	Исполн.	Исполн.	Исполн.	Исполн.	Газоснабжение жилой зоны г.Северобайкальск	Станд.	Лист	Листов
Разработ.	Евдокимов С.Д.						БР	1	7
Руководит.	Орлова И.В.					Генеральный план с сетями низкого и среднего давления М1:10000; исходные данные			
Н. контр.	Орлова И.В.					ИСЗС			
Утв.	Савиных Г.В.								

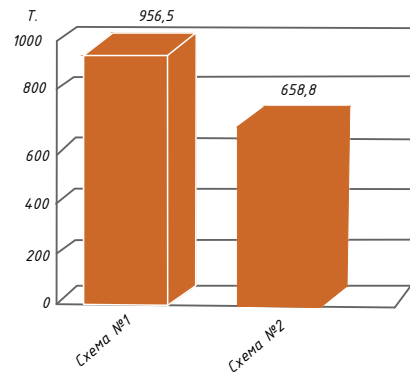
## Регулятор давления РД-32



## Расчетная схема сети низкого давления М1:10000



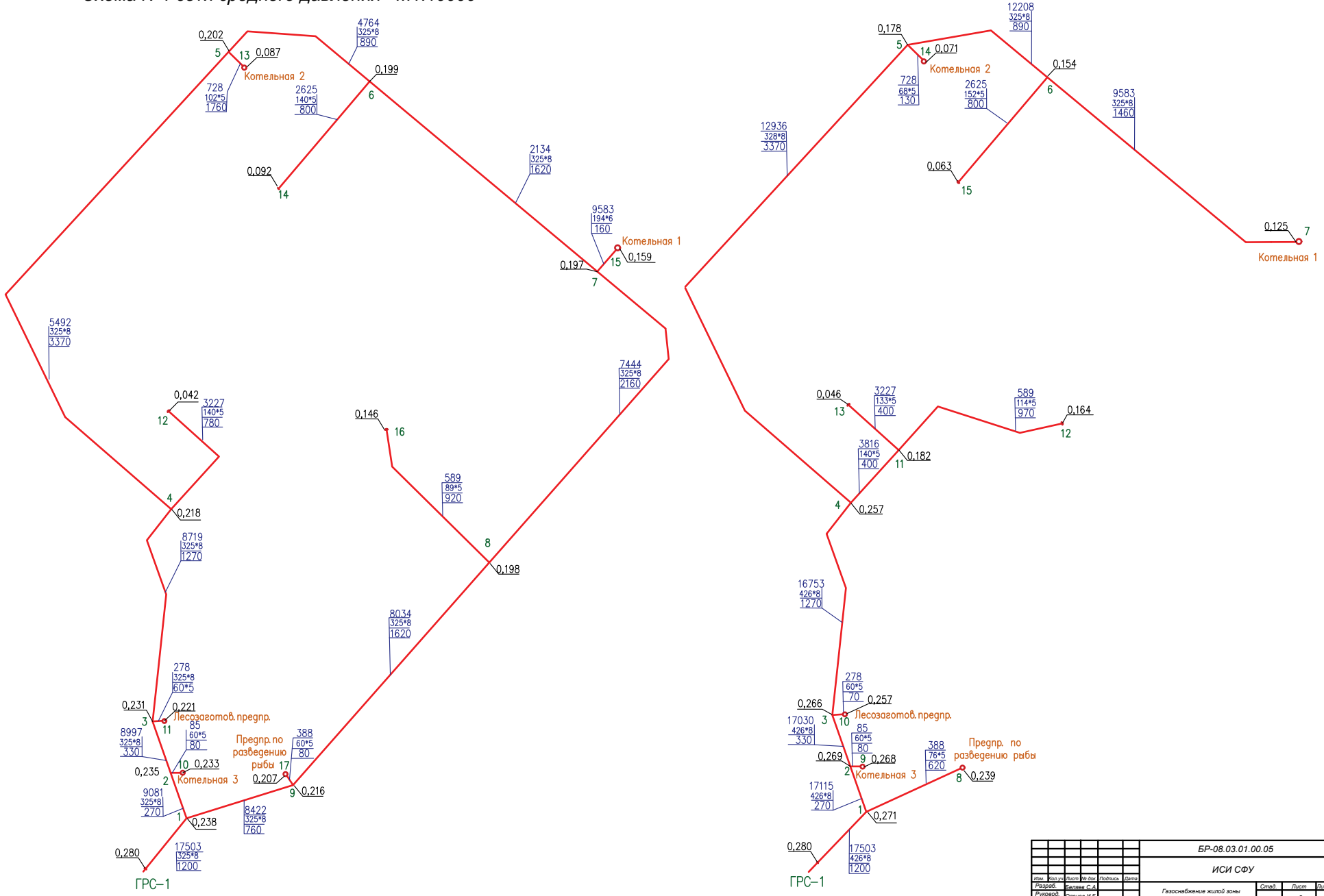
## Металлоёмкость систем среднего давления, т.



					БР-08.03.01.00.05			
					ИСИ СФУ			
Исполн.	Колосов	Давыдов	Сидоров	Литов	Газоснабжение жилой зоны в Северобайкальске	Станд.	Лист	Листов
Разработчик	Белова С.А.					БР	2	7
Литов	Сидоров И.Б.							
Н. контрол.	Сидоров И.Б.				Схема сети низкого давления М1:10000; регулятор давления РД-32; металлоёмкость систем среднего давления			ИСЗиС
Утв.	Савкин Г.В.							

Схема №1 сети среднего давления М1:10000

Схема №2 сети среднего давления М1:10000



						БР-08.03.01.00.05		
						ИСИ СФУ		
Изм.	Кол. изм.	Лист	Из лист.	Год/мес.	Дата	Газонаполненная жилая зона и Северобайкальский		
Разработ.	Белова С.А.					Станд.	Лист	Листов
Руковод.	Савиных И.В.					БР	3	7
						Схема сетей среднего давления №1, М1:10000; схема сетей среднего давления №2, М1:10000		
Н. контр.	Савиных И.В.					ИСЗиС		
Утв.	Савиных Г.В.							



Расход газа по видам потребления, тыс. м<sup>3</sup>/год

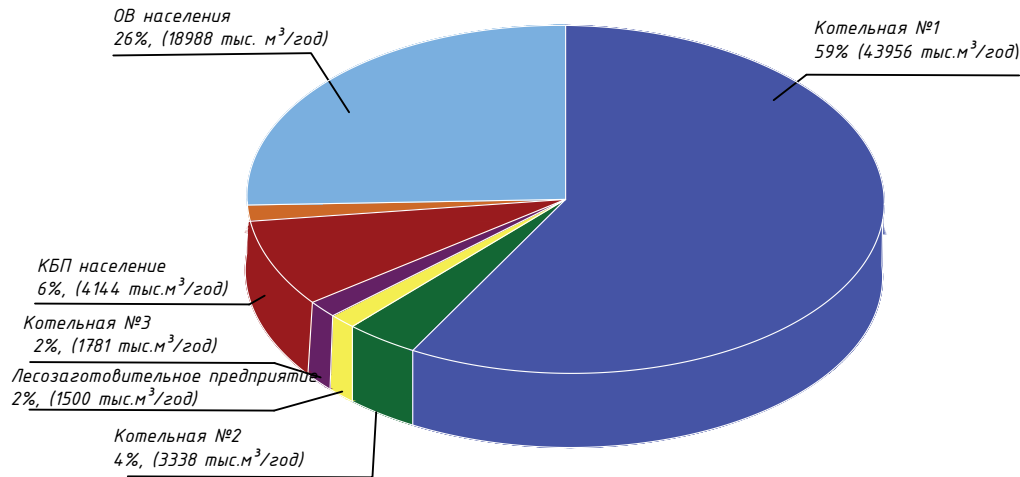
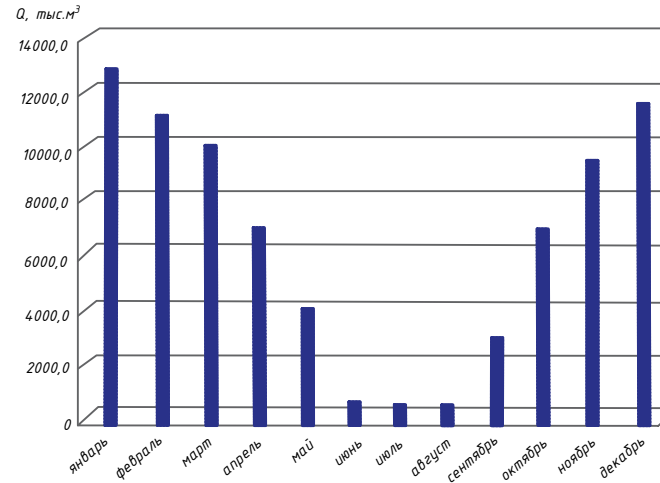
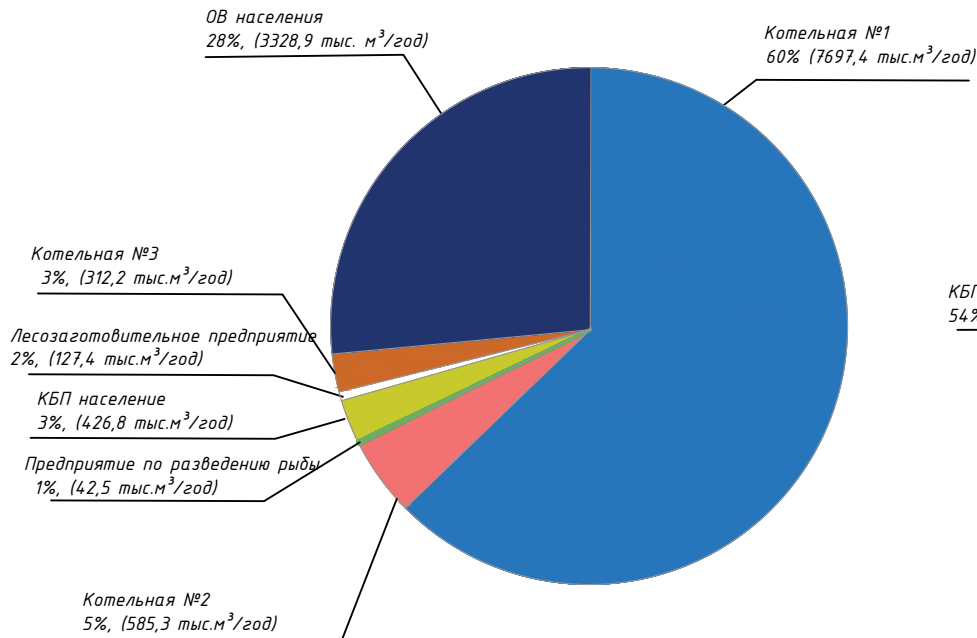


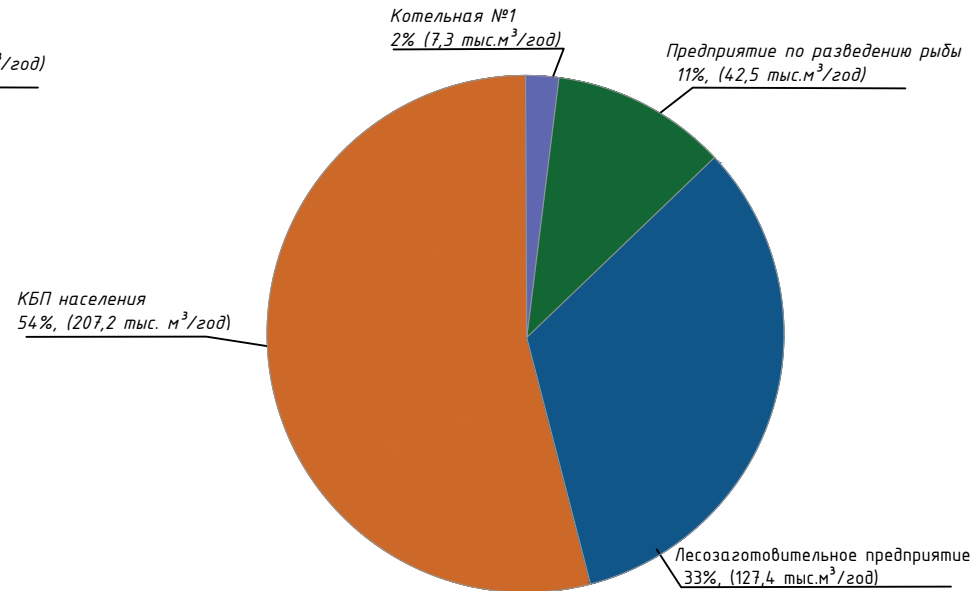
График потребления газа по месяцам, тыс. м<sup>3</sup>/месяц



Расход газа по видам потребления за январь, тыс. м<sup>3</sup>/год

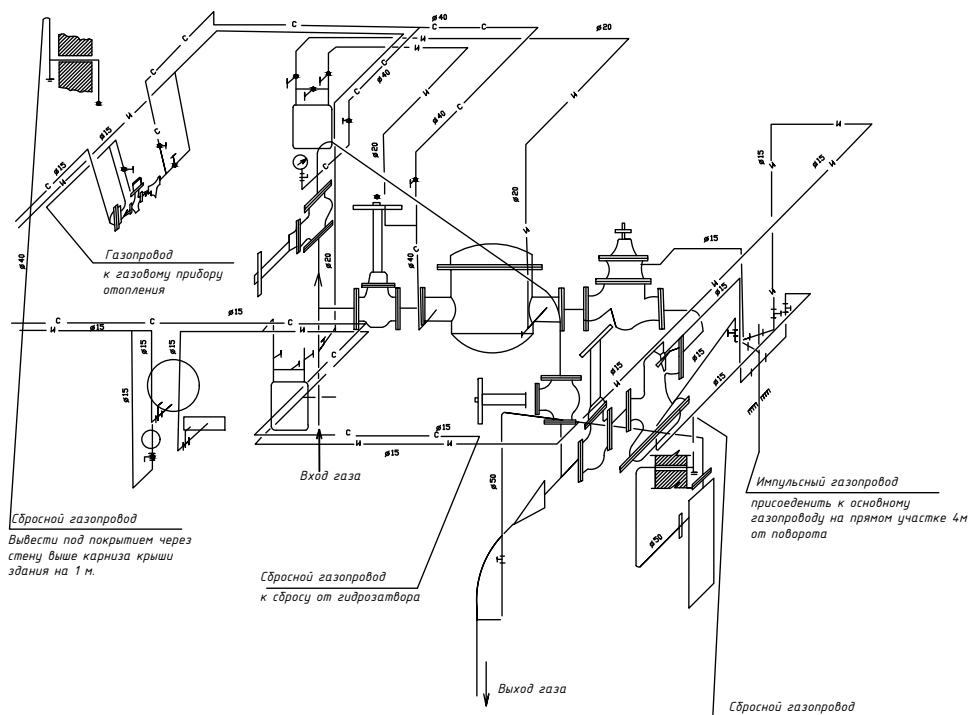


Расход газа по видам потребления за июль, тыс. м<sup>3</sup>/год



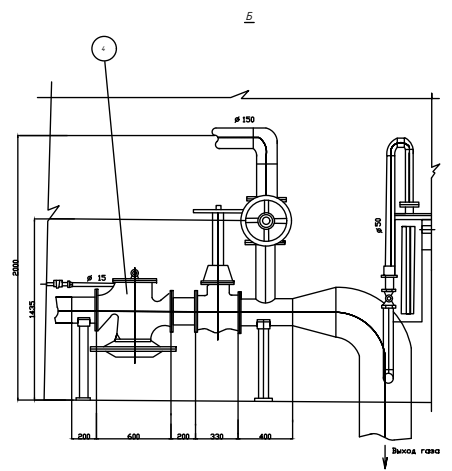
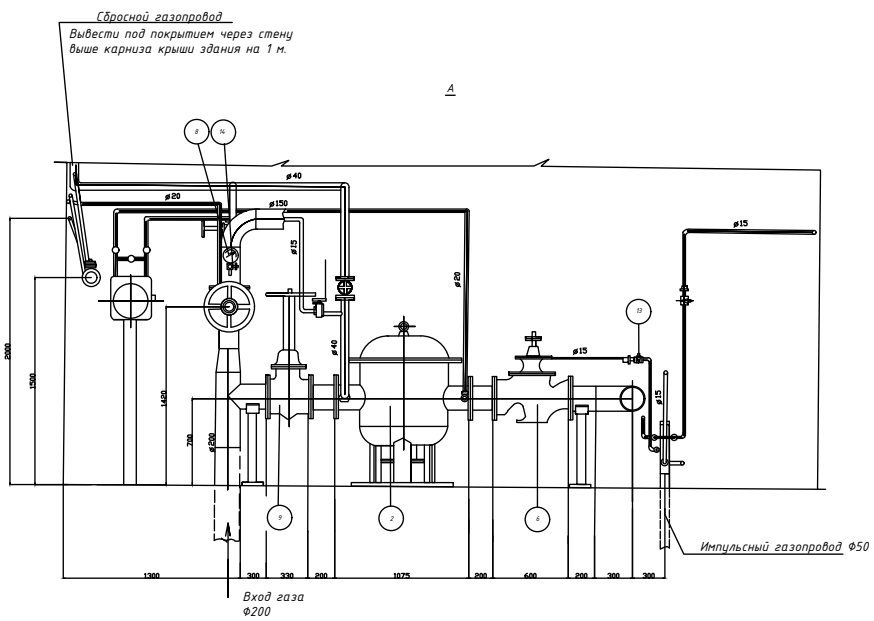
						БР-08.03.01.00.05		
						ИСИ СФУ		
Изм.	Коп. №	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Газоснабжение жилой зоны в Северобайкальске		
Разраб.	Белова С.А.					Станд	Лист	Листов
Рисовед	Сидорова И.Б.					БР	4	7
Н. контр.	Сидорова И.Б.					Расход газа по видам потребления, график потребления по месяцам; расход газа по видам потребления за январь и июль.		
Утв.	Сидорова Г.В.					ИСЗиС		

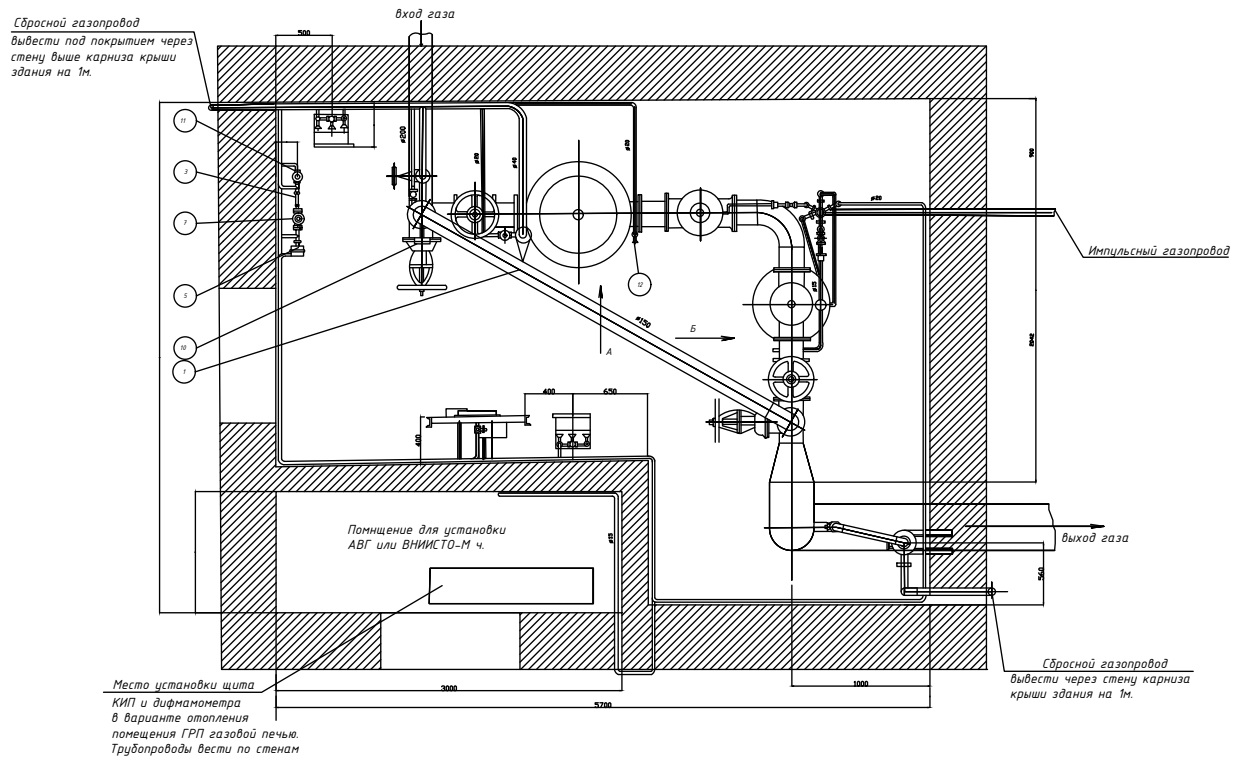
Схема газорегуляторного пункта с регулятором давления РДУК 2/200



Экспликация оборудования ГРП с регулятором давления РДУК 2/200

Обозначение	Наименование	Приме
1	труба 159x6	
2	фильтр волосяной	
3	фильтр сетчатый	
4	регулятор давления РДУК 2-200	
5	регулятор давления РДК 2	
6	предохранительный клапан ПКП	
7	предохранительный клапан-отсекатель ПКС-40М	
8	манометр	
9	задвижка	
10	вентиль	
11	вентиль	
12	кран	
13	кран	
14	кран	





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

Инженерно-строительный институт

институт

Инженерные системы зданий и сооружений

кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

Г.В. Сакаш

подпись      инициалы, фамилия

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017 г

**ЗАДАНИЕ  
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ  
в форме бакалаврской работы**

Студенту Беляеву Сергею Андреевичу

фамилия, имя, отчество

Группа ЗИЭ13-11УБ Направление (специальность) 08.03.01.00.05

номер

код

«Теплогазоснабжение и вентиляция»

наименование

Тема выпускной квалификационной работы: «Газоснабжение жилой зоны г.Северобайкальск»

Утверждена приказом по университету № 3684/с от 21.03.2017

Руководитель ВКР И.Б. Оленев, доцент, к.т.н., ФГАОУ ВО СФУ ИСИ

инициалы, фамилия, должность, ученое звание и место работы

Исходные данные для ВКР: генплан города; характеристики жилой зоны и промышленных объектов

Перечень разделов ВКР: \_\_\_\_\_

1. Газоснабжение;

2. Технология возведения инженерных систем

Перечень графического материала:

1. Генплан г.Северобайкальска М 1:10000

2. Схема распределительной сети низкого давления М1:10000; график металлоемкости систем среднего давления; регулятор давления РД-32

3. Схема №1 и №2 распределительной сети среднего давления М1:10000

4. Графики неравномерности потребления газа

5. План газорегуляторного пункта с регулятором давления РДУК-2/200

6. Схема газорегуляторного пункта с регулятором давления РДУК-2/200;

7. Разрез А; Б, газорегуляторного пункта с регулятором давления РДУК-2/200

Руководитель ВКР \_\_\_\_\_

подпись

И.Б. Оленев

инициалы и фамилия

Задание принял к исполнению \_\_\_\_\_

С.А. Беляев

подпись, инициалы и фамилия студента

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017 г.