Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
«ТОМСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ АРХИТЕКТУРНО–СТРОИТЕЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ

Допустить к защите
Заведующий кафедрой
_____(Цветков Н.А.)
«____»_____2021 г.

Факультет заочный

Кафедра «Теплогазоснабжение и инженерные системы в строительстве»

Направление подготовки 08.03.01 Строительство

Профиль подготовки 08.03.01.06 Теплогазоснабжение и вентиляция

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА БАКАЛАВРА

ТЕМА Проект системы газоснабжения жилого района в г. Армавире Краснодарского края

СТУДЕНТ Паньков Илья Алексеевич _____
(фамилия, имя, отчество) (подпись)

РАСЧЕТНО-ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
на_____стр., графическая часть на 6 л.

Руководитель Мирошниченко Татьяна Анатольевна _____
(фамилия, имя, отчество) (подпись)

Нормоконтролер Дорошенко Ю.Н. _____
(фамилия, имя, отчество) (подпись)

Томск 2021 г.

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
«ТОМСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ АРХИТЕКТУРНО-СТРОИТЕЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____(Цветков Н.А.)
«____»_____2021 г.

ЗАДАНИЕ

студенту на выпускную квалификационную работу
Панькову Илье Алексеевичу, ЗФ ТГАСУ гр.136

1Тема выпускной квалификационной работы

Проект системы газоснабжения жилого района в г. Армавире Краснодарского края.

Утверждена приказом по университету №_____от_____2021 г.

2 Исходные данные к проекту: генплан района постройки, техническое задание, этажность жилой застройки, плотность жилого района, техническая и нормативная литература.

3 Содержание расчетно-пояснительной записки (перечень подлежащих разработке вопросов): Введение. 1 Технологическая часть. 1.1 Технико – экономическое обоснование. 1.2 Климатические показатели района строительства.
1.3 Характеристика природного газа. 1.4 Основные проектные решения. 1.5 Нормы потребления газа. 1.6 Теплотехнический расчет типового жилого дома. 1.7 Расчёт тепловой мощности системы отопления. 1.8 Подбор бытового газопотребляющего оборудования. 1.9 Требования при установке газопотребляющего оборудования для бытовых целей. 1.10 Расчет часовых расходов газа. 1.11 Расчет диаметра газопровода и допустимых потерь давления.
1.12 Гидравлический расчет внутридомового газопровода. 1.13 Подбор газорегулирующего оборудования для наружной сети газоснабжения низкого давления. 2 Безопасность и экологичность проектных решений. 3 Экономическая часть. Заключение.

4 Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей): Ситуационный план местности – 1 л. План прокладки наружного газопровода – 1 л. Расчетная схема наружной газораспределительной сети низкого давления – 1 л. План типового дома – 1л. Аксонометрическая схема внутридомового газопровода – 1 л. План ГРПШ – 1 л.

5 Дата выдачи задания _____04.02.2021 г.

6 Срок сдачи студентом законченного проекта_____30.05.2021 г.

Руководитель проекта _____(Мирошниченко Т.А.)

дата подпись

Задание получил _____(Паньков И.А.)

дата подпись

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
«ТОМСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ АРХИТЕКТУРНО-СТРОИТЕЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____(Цветков Н.А.)
«____»_____2021 г.

КАЛЕНДАРНЫЙ ПЛАН

выполнения выпускной квалификационной работы студентом
Паньковым Ильёй Алексеевичем, ЗФ ТГАСУ гр. 136.

тема *«Проект системы газоснабжения жилого района в г. Армавире Краснодарского края»*

Расчетно-пояснительная записка

Наименование разделов	Срок выполнения	Процент выполнения
Введение.	05.02.21	1 %
1 Технологическая часть	05.05.21	80 %
1.1 Технико – экономическое обоснование.	05.05.21	3 %
1.2 Климатические показатели района строительства.	05.05.21	5 %
1.3 Характеристика природного газа.	05.05.21	2 %
1.4 Основные проектные решения.	05.05.21	10 %
1.5 Нормы потребления газа.	05.05.21	5 %
1.6 Теплотехнический расчет типового жилого дома.	05.05.21	5 %
1.7 Расчёт тепловой мощности системы отопления.	05.05.21	6 %
1.8 Подбор бытового газопотребляющего оборудования.	05.05.21	6 %
1.9 Требования при установке газопотребляющего оборудования для бытовых целей.	05.05.21	7 %
1.10 Расчет часовых расходов газа.	05.05.21	9 %
1.11 Расчет диаметра газопровода и допустимых потерь давления.	05.05.21	10 %
1.12 Гидравлический расчет внутридомового газопровода.	05.05.21	7%

1.13 Подбор газорегулирующего оборудования для наружной сети газоснабжения низкого давления.	05.05.21	5 %
2 Безопасность и экологичность проектных решений	05.05.21	10 %
3 Экономическая часть	15.05.21	8 %
Заключение.	30.05.21	1 %

Графическая часть

Лист	Наименование разделов	Срок выполнения	Процент выполнения
1	Ситуационный план местности	30.05.21	15 %
2	План прокладки наружного газопровода	30.05.21	20 %
3	Расчетная схема наружной газораспределительной сети низкого давления	30.05.21	20%
4	План типового дома	30.05.21	15 %
5	Аксонометрическая схема внутридомового газопровода	30.05.21	15 %
6	План ГРПШ	30.05.21	15 %

Студент Паньков И. А.

Руководитель проекта Мирошниченко Т. А.

Содержание

Аннотация.....

Введение .....

1 Технологическая часть .....

1.1 Характеристика объекта.....

1.2 Характеристика природного газа.....

1.3 Расчет основных характеристик газа по его составу.....

1.4 Расчет численности населения .....

1.5 Определение годового потребления газа бытовыми и мелкими коммунально-бытовыми потребителями .....

1.6 Построение годового графика потребления газа.....

1.7 Определение оптимального числа газорегуляторных пунктов .....

1.8 Трассировка кольцевой сети газоснабжения низкого давления .....

1.9 Определение удельных путевых расходов газа по участкам уличной распределительной сети.....

1.10 Определение расчетных часовых расходов газа по участкам уличной распределительной сети.....

1.11 Гидравлический расчет сети низкого и среднего давления .....

1.12 Расчет внутридомового газопровода .....

1.13 Подбор оборудования для установки в кухнях жилых помещений ....

1.14 Подбор оборудования для газорегуляторного пункта .....

1.15 Автоматизация ГРПШ.....

2 Безопасность и экологичность проектных решений .....

2.1 Введение .....

2.2 Анализ потенциальных опасностей и вредностей при прокладке.....

газопровода и мероприятия по их устранению .....

2.3 Организационные мероприятия по снижению опасности аварий на газопроводе.....

2.4 Расчет безопасной зоны при работе на автокране .....
3 Экономическая часть.....
3.1 Описание объекта .....
3.2 Разработка сметной документации базисно-индексным методом .....
Заключение .....
Список литературы .....

Аннотация

Паньков И.А.

Проект системы газоснабжения жилого района в г. Армавире Краснодарского края.

Выпускная квалификационная работа ТГАСУ, ЗФ, гр. 136

Данная выпускная квалификационная работа содержит ___страниц, ___таблиц,_____рисунков, 44 источник литературы.

В выпускной квалификационной работе выполнена разработка и расчет системы газоснабжения жилого района «Черемушки» в г. Армавир Краснодарского края.

При проектировании газораспределительной сети уделялось внимание обоснованию целесообразности принятых проектных решений, расчету и подбору диаметров труб и газоиспользующего оборудования, безопасности производства земляных работ. Вследствие чего, разработана сеть газопроводов низкого давления, произведен ее гидравлический расчет, разработана функциональная схема автоматизации газорегуляторного пункта. В работе выполнен сметный расчет по присоединению вновь построенного газопровода к действующему газопроводу (для ГРПШ№1). Рекомендовано безопасное расстояние от грузоподъёмного крана до кромки траншеи при укладке газопроводных труб,подтвержденное расчетом.

Во время проектирования строительства газопровода использовалась действующая нормативно-техническая литература.

Введение

Формирование газовых сетей считается значительным шагом к энергосбережению, так как природный газ - самый недорогостоящий и экологически чистый вид топлива.

Рациональное использование газообразного топлива, с наибольшей реализацией его технологических достоинств, позволяет получить значительный экономический эффект, который связан с повышением коэффициента полезного действия агрегатов и сокращением расхода топлива, более легким регулированием температурных полей и состава газовой среды в рабочем пространстве печей и установок, в результате чего удается значительно повысить интенсивность производства и качества продукции.

Рост потребления газа в городах, поселках и сельской местности, а также масштабность распределительных сетей ставят перед инженерами по газоснабжению новые и сложные задачи, связанные с развитием и реконструкцией систем, повышением их надежности, безопасности и бесперебойности действия.

В данной ВКР рассмотрены основные вопросы, связанные с проектированием газопровода в районе «Черемушки» в г. Армавир Краснодарского края. За реальную основу взят план местности района «Черемушки», геодезические отметки и рельеф местности, а так же сведения о потребителях.

Использование природного газа направлено на индивидуально-бытовые и отопительные нужды населения.

1 Технологическая часть

1.1 Характеристика объекта

В данной выпускной квалификационной работе предусматривается выполнение проектных работ системы газоснабжения района города Армавир Краснодарского края. Газ направляется потребителям на хозяйственно - бытовые нужды. Потребителями природного газа являются многоэтажные жилые дома, мелкие коммунально – бытовые предприятия, отопительно – водогрейная котельная.

Армавир – самый восточный город Краснодарского края, расположен на левом берегу реки Кубани, при выходе её из северных предгорий Большого Кавказа, в месте впадения в неё одного из главных притоков реки – Уруп.

Климат в городе умеренно континентальный. Преобладающие ветры: юго-восточные и восточные. Среднегодовая скорость ветра составляет 4,9 м/сек. Среднегодовое количество осадков: 600 – 650 мм. Среднегодовая температура: +11 °C, средняя температура самого холодного месяца января: −1 °C, самого тёплого месяца июля: +23 °C.

Таблица 1.1 — Климатические показатели района производства работ

Наименование параметра	Значение параметра	Примечание
Направление ветра	Юго-восточное	СП131.13330.2012[1]
Средняя температура воздуха:		
наиболее холодной пятидневки обеспеч. 0,92, ^{0}C	-14	[1,Таб. 3.1]
средняя температура воздуха наиболее теплого месяца, ^{0}C	+ 29,2	[1,Таб. 4.1]
абсолютная минимальная температура воздуха, ^{0}C	- 23	[1,Таб. 3.1]
абсолютная максимальная температура воздуха, ^{0}C	+ 42	[1,Таб. 4.1]
Отопительный период, сутки	145	[1,Таб. 3.1]

Нормативная глубина сезонного промерзания составляет – 0,5 м, грунты в зоне промерзания среднепучинистые (ИГЭ-714,303).

Задачами данной работы являются: определение часовых расходов природного газа коммунально – бытовыми потребителями; трассировка газораспределительных сетей в соответствии с рекомендациями нормативно – правовых актов; выполнение гидравлического расчета газораспределительных сетей, подбор оборудования ГРПШ.

Давление газа в точке подключения (газопровод высокого давления II категории) 0,5 МПа.

1.2 Характеристика природного газа

Настоящей работой предусматривается использование природного газа на нужды отопления и пищеприготовления бытовыми потребителями, мелкими коммунально – бытовыми и котельной.

Согласно данным испытательной лаборатории поставка газа потребителям планируется в соответствии с требованиями ГОСТ 5542-87 «Газ горючий природный для промышленного и коммунально-бытового назначения».

Состав природного газа и характеристики приведены ниже.

Таблица 1.2 – Характеристика природного газа

Месторождение газа	Админ. район	Хар-ка месторожден	Состав газа, % по объему								ρ, кг/м^3 н.у.	Теплота сгорания кДж/м^3 при н.у.	
			CH_4	C_2H_6	C_3H_8	C_4H_{10}	C_5H_{12}	CO_2	H_2C	N_2		высшая	низшая
1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**	**13**	**14**
Степановское	Сарат. обл.	газо-конденс.	95,1	2,3	0,7	0,4	0,8	0,2	нет	0,5	0,772	41886,8	37821,9

Плотность жилищного фонда и этажность застройки в проектируемом микрорайоне приведена в таблице 1.3.

Таблица 1.3 – Плотность жилищного фонда, м^2/га жилого района и микрорайона при застройке жилыми зданиями

Населенный пункт	Этажность жилой застройки	Жилой район, м^2/га	Микрорайон, м^2/га
1	**2**	**3**	**4**
Часть района «Черемушки»	5	3200	5400

На генплане населенного пункта жилая застройка представлена многоэтажными домами (5 этажей).

1.3 Расчет основных характеристик газа по его составу

Основными техническими характеристиками газа являются:

- низшая теплота сгорания $Q^c_н$;
- плотность газа $\rho_г$;
- относительная плотность газа по воздуху *s*;
- теоретически необходимое количество воздуха для сжигания 1м^3 газа (с коэффициентом избытка воздуха α=1) $V^0_в$.

Низшая теплота сгорания газа определяется по по таблице 1.2 (ст. 14) в зависимости от месторождения газа при нормальных условиях (н.у.).

Плотность газа определяется по таблице 1.2 (ст. 12) в зависимости от месторождения газа при н.у.

Относительная плотность газа по воздуху определяется по формуле (1.1)

$$s = \frac{\rho_г}{\rho_в}, \text{ м}^3/\text{м}^3, \qquad (1.1)$$

где $\rho_в$ – плотность воздуха. При н.у. (0 °С, 0,1013 МПа) $\rho_в$ = 1,293 кг/м^3.

$$s = \frac{0,772}{1,293} = 0,59 \text{ м}^3/\text{м}^3.$$

Теоретически необходимое количество воздуха для сжигания 1м^3 газа (с ко-

эффициентом избытка воздуха α=1) определяется по формуле (1.2)

$$V0_{в} = \sum \left[4{,}76 \cdot \left(n + \frac{m}{4} \right) \cdot r_i \right], \text{ м3/м3}, \quad (1.2)$$

где n и m – соответственно количество атомов углерода и водорода в молекуле углеводорода.

$$V_{в}^{0} = [4{,}76 \cdot \left(1 + \frac{4}{4} \right) \cdot 0{,}951 + 4{,}76 \cdot \left(2 + \frac{6}{4} \right) \cdot 0{,}023 +$$
$$+ 4{,}76 \cdot \left(3 + \frac{8}{4} \right) \cdot 0{,}007 + 4{,}76 \cdot \left(4 + \frac{10}{4} \right) \cdot 0{,}004 +$$
$$+ 4{,}76 \cdot \left(5 + \frac{12}{4} \right) \cdot 0{,}008 + 4{,}76 \cdot \left(0 + \frac{0}{4} \right) \cdot 0{,}002] = 9{,}04 \text{ м}^3 / \text{м}^3.$$

Результаты расчетов заносят в таблицу 1.4.

Таблица 1.4 – Основные характеристики природного газа

Месторождение	$Q_{н}^{с}$, МДж/м^3	ρ, кг/м^3	s, м^3/м^3	$V_{в}^{0}$, м^3/м^3
Степановское	37,8	0,772	0,59	9,04

1.4 Расчет численности населения

Исходя из заданного географического расположения населенного пункта следует установить расчетные температуры наружного воздуха, продолжительность отопительного периода, глубину промерзания грунта, состав грунта, направление господствующих ветров и пр.

Численность жителей в заданном районе определяется по формуле

$$N = \frac{S \cdot a}{f}, \quad (1.3)$$

где S – площадь района застройки, га;

a – плотность жилого фонда в данном районе (принимается по таблице 1.1 в соответствии с этажностью зданий);

f = 15 м^2/чел – норма общей площади квартиры на 1 человека.

Результаты расчета заносятся в таблицу 1.4.

Таблица 1.4 – Численность населения в жилом районе

Номер квартала	Площадь квартала S, га	Плотность населения, а, чел/га	Численность жителей, N, чел.
5 этажная застройка			
1	3,56	3200	760
2	8,61	3200	1837
3	4,3	3200	917
Итого	16,47		3514

В соответствии с расчетом в данном районе проживает 3514 человек.

1.5 Определение годового потребления газа бытовыми и мелкими коммунально-бытовыми потребителями

Общая формула годового расхода газа потребителями определяется по формуле

$$G_{год} = \frac{Q_i^{т} \cdot n}{Q_н^{с}}, \text{ м}^3/\text{год} \qquad (1.4)$$

$Q_i^{т}$ – норма расхода теплоты на одну расчётную единицу, МДж. Зависит от вида потребителя;

n – количество расчётных единиц, потребляющих газ;

$Q_н^{с}$ – низшая теплота сгорания газа(теплотворная способность), МДж/м^3.

При расчёте следует принять 100-процентным охват населения газоснабжением, тогда число расчётных единиц для бытового потребления газа будет равно количеству населения, проживающего в районе. При этом расчёт производится раздельно для кварталов, имеющих централизованное горячее водоснабжение (ГВС) и местное. В случае, когда охват населения газоснабжением отличен от 100%, число расчётных единиц равно числу жителей, охваченных газоснабжением.

Нормы расхода газа (теплоты от сжигания газа) на коммунально – бытовые нужды принимают по [4, прил. А].

Определение числа расчетных единиц коммунально - бытовых потребителей производится следующим образом:

- количество расчетных единиц на столовые определяется из условия, что столовые, кафе, рестораны и бары посещают 25-30 % всего населения, и при этом считается, что каждый человек регулярно потребляет в день 1 обед и 1 завтрак или ужин в течение года;
- количество расчетных единиц на прачечные (хим.чистки одежды, стирка белья) определяется из условия, что данными услугами – стирка, глажка, дезинфекция белья пользуются 25 % населения в течение года;
- количество расчетных единиц на бани определяется из условия, что 50 % населения еженедельно (то есть 52 раза в год) посещают бани или сауны;
- число расчетных единиц в больницах принимается равным 12-ти койкам на 1000 жителей [4]. При расчете следует учесть, что в каждой больнице готовится пища и, если больница находится в зоне застройки пятиэтажными домами и ниже, то в ней еще дополнительно готовится горячая вода для хозяйственно бытовых нужд.

Годовое потребление газа, $м^3$/год, на различные нужды определяется по формулам:

а) на бытовые нужды

$$G_{б.н.} = \frac{Y_ж \cdot N \cdot (q_1 \cdot z_1 + q_2 \cdot z_2)}{Q_н^c}, \qquad (1.5)$$

где $Y_ж$ – доля жителей, охваченных газоснабжением, $Y_ж = 1$;

q_1 – норма потребления теплоты от сжигания газа для квартир, в которых имеются газовые плиты и газовые водонагреватели (при отсутствии централизованного горячего водоснабжения), принимается по [4];

q_2 – норма потребления теплоты от сжигания газа для квартир, в которых имеются газовые плиты и централизованное водоснабжение, принимается по [4];

N – число жителей в районе;

z_1 – доля жителей, квартиры которых оборудованы одновременно газовыми плитами и водогрейными котлами, принимается в соответствии с этажностью застройки района;

$z_2 = 1 - z_1$ – доля жителей, имеющих только газовые плиты.

В проектируемом районе у каждого бытового потребителя газа установлены газовые плиты ПГ4/1 и проточный водонагреватель.

$$G_{б.н.} = \frac{1 \cdot 3514 \cdot (4100 * 0 + 10000 \cdot 1)}{37,82} = 929138 \text{ м}^3/\text{год};$$

б) на прачечные

$$G_{пр.} = 0,1 \frac{N \cdot z_{пр} \cdot y_{пр} \cdot q_{пр}}{Q_н^с}, \qquad (1.6)$$

где 0,1 – удельный показатель стирки белья одним жителем;

$z_{пр}$ – доля жителей, использующих прачечные, пусть $z_{пр}=0,25$;

$y_{пр}$ – доля газифицированных прачечных, пусть $y_{пр}=1,0$;

$q_{пр}$ – норма потребления теплоты на стирку 1 т белья в механизированных прачечных, включая сушку и глажение, принимается по [4].

$$G_{пр.} = 0,1 \frac{3514 \cdot 0,25 \cdot 1 \cdot 18800}{37,82} = 43668,3 \text{ м}^3/\text{год};$$

в) на учреждения здравоохранения

$$G_{у.з.} = 0,012 \frac{N \cdot z_{у.з.} \cdot q_{у.з.}}{Q_н^с}, \qquad (1.7)$$

где $z_{у.з.}$ – доля газифицированных больниц, использующих газ для приготовления пищи, $z_{у.з.}=1,0$;

$q_{у.з.}$ – нормы расхода теплоты на 1 больничное место, принимается по [4].

$$G_{у.з.} = 0,012 \frac{3514 \cdot 1 \cdot 9200}{37,821} = 10257 \text{ м}^3/\text{год};$$

г) на предприятия общественного питания

$$G_{о.п.} = \frac{360 \cdot Nz_{о.п.} y_{о.п.} (q_0 + q_з)}{Q_н^с}, \quad (1.8)$$

где $z_{о.п.}$ – доля жителей, пользующихся общественным питанием, $z_{о.п.}$= 0,25 ÷ 0,3;

$y_{о.п.}$ – доля газифицированных предприятий общественного питания, $y_{о.п.}$= 1,0;

$q_о$ – норма потребляемой теплоты на приготовление одного обеда, принимается по [4];

$q_з$ – норма потребляемой теплоты на приготовление 1 завтрака или ужина, при- нимается по [4].

$$G_{о.п.} = \frac{360 \cdot 3514 * 0,3*1(2,1* 2 + 4,2)}{37,821} = 377552 \text{ м}^3/\text{год};$$

д) на бани

$$G_б = \frac{52 \cdot N \cdot z_б \cdot q_б \cdot y_б}{Q_н^с}, \quad (1.9)$$

где 52 – усредненный показатель помывки на 1 человека;

$y_б$ – доля газифицированных бань с мытьем в ваннах, $y_б$=1,0;

$z_б$ – доля жителей, пользующихся банями, пусть $z_б$= 0,5;

$q_б$ – норма потребляемой теплоты на одну помывку, принимается по [4].

$$G_б = \frac{52 \cdot 3514 \cdot 0,5 \cdot 1 \cdot 40}{37,821} = 2415 \text{ м}^3/\text{год};$$

е) на хлебозаводы

$$G_{хб} = \frac{0,29 \cdot N \cdot y_{хб} \cdot q_{хб}}{Q_н^с}, \quad (1.10)$$

где $y_{хб}$ – доля газифицированных хлебозаводов (пусть $y_{хб}$ =1);

$g_{хб}$ – норма потребления теплоты на выпечку 1 т хлебобулочных изделий.

Если в одинаковых соотношениях выпекается хлеб формовой, сдоба и кондитерские изделия, то можно принять

$$q_{хб} = \frac{q_{хб1} + q_{хб2} + q_{хб3}}{3}.$$

$$G_{хб} = \frac{0{,}29 \cdot 3514 \cdot 1 \cdot 5233}{37{,}821} = 145861 \text{ м}^3\text{/год};$$

$$q_{хб} = \frac{2500 + 5450 + 7750}{3} = 5233 \text{ МДж/1т.}$$

ж) определение годового расхода теплоты при потреблении газа на нужды школ, ВУЗов, предприятий торговли и иных предприятий бытового обслуживания населения

$$G_{ш} = \frac{0{,}3 \cdot N \cdot 50}{Q_{н}^{с}}, \qquad (1.11)$$

где 0,3 – коэффициент, определяющий долю населения школьного и юношеского возраста.

$$G_{ш} = \frac{0{,}3 \cdot 3514 \cdot 50}{37{,}821} = 6243 \text{ м}^3\text{/год.} \qquad 252825$$

Далее определяются максимально-часовые (расчетные) расходы газа отдельно для малых потребителей, которые присоединены к сети низкого давления и которые рассматриваются как равномерно распределенные по газоснабжаемой территории, а также отдельно для крупных потребителей, к которым относятся промышленные предприятия (ПП), хлебозаводы и ГРП по формуле:

$$G_{ч.}^{н.н.} = K_{max}^{h} G_{г}^{н.н}, \qquad (1.14)$$

где $G_{ч.}^{н.н.}$ – часовой расход газа на нужды населения, м^3/ч;

K_{max}^{h} – коэффициент часового максимума расхода газа для нужд населения, принимается по [4];

$G_{г}^{н.н}$ – годовой расход газа на нужды населения, м^3/ч.

Результаты расчетов годового и часового расхода газа всеми потребителями

рассмотренного населенного пункта сведены в таблицу 1.5.

Таблица 1.5 – Потребление газа районом города

N п/п	Потребители	Год. расход теплоты Qгод, МДж/год	Год. расход газа Gгод, $м^3$/год	Коэффициент часового максимума, k_m	Часовой расход газа Gчас, $м^3$/ч.
1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**
1	жилые дома/ бытовые нуж-ды	35140000	929138,02	1/2050	453,24
2	Прачечн.	1651580	43668,33	1/2900	15,06
3	Больницы	387945,6	10257,41	1/2050	5,00
4	Общепит.	3111998,4	82282,29	1/2000	41,14
5	Баня	91364	2415,69	1/3000	0,81
6	Хлебозаводы	5516628,6	145861,52	1/6000	24,31
7	Школа	52710	1393,67	1/2050	0,68
ИТОГО:	-	45952226,6	1215016,941		540,24

Таким образом, потребление газа районом города – составляет 540,24 $м^3$/ч.

1.6 Построение годового графика потребления газа

Неравномерность расходования газа различными потребителями обусловлена многими факторами: климатическими условиями, режимом работы предприятий и их газооборудования, укладом жизни населения и газооборудованием квартир, домов. Неравномерность потребления существенно сказывается на экономических показателях систем газоснабжения. Несоответствие подачи газа спросу делает систему ненадежной. При наличии пиков потребления газа требуется увеличение мощности оборудования и диаметров труб систем газоснабжения. Неравномерность потребления газа по сезонам выравнивается с помощью хранилищ газа, потребителей-регуляторов и переменной добычи газа.

Режим потребления газа по месяцам года описывается годовыми графиками, которые строят в предположении постоянного расхода в течение каждого месяца. Графики позволяют правильно планировать спрос на газ, определять необходимую мощность потребителей-регуляторов, планировать ремонтные работы на га-

зовых сетях и их сооружениях. Графики строят для всех потребителей города/района, разделив их на группы. Вначале по оси ординат откладывают расходы газа потребителями с наименьшей неравномерностью (промышленные объекты и электростанции), далее коммунально-бытовыми потребителями и, наконец, расходы газа на отопление и вентиляцию. Полученный график характеризуется максимальным потреблением в зимние месяцы и минимумом в летние.

Годовой график потребления газа строится с учетом средне-статестических данных газопотребления по месяцам года и для различных категорий потребителей. Общий расход газа в течение года разбивается по месяцам. Расход газа для каждого месяца в общем газопотреблении определяется на основании расчета по формуле 1.15).

$$G_i^{мес} = \frac{G_i^{год} \cdot q_i}{100}, \quad м^3/мес, \qquad (1.15)$$

где: q_i – доля данного месяца в обще-годовом потреблении газа (принимается по статистическим данным за прошлый расчетный год).

На основании статистических данных доля конкретного месяца в обще-годовом газопотреблении на коммунально - бытовые нужды приведена в табл.1.6.

Таблица 1.6 – Доля газопотребления данного месяца на коммунально - бытовые нужды в общегодовом газопотреблении

Месяцы года	q_i, %	Месяцы года	q_i, %	Месяцы года	q_i, %
Январь	10,9	Май	9,0	Сентябрь	6,4
Февраль	10,2	Июнь	6,7	Октябрь	7,8
Март	10,1	Июль	4,9	Ноябрь	8,7
Апрель	9,6	Август	5,1	Декабрь	10,6

Результаты расчета сводятся в табл. 1.7.

Таблица 1.7 – Газопотребление по месяцам года

№ п/п	Потребитель	Янв.	Фев.	Март	Апр.	Май	Июнь	Июль
1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**
1	Жилые дома/ бытовые нужды	49,403	46,230	45,777	43,511	40,791	30,367	22,209
2	Прачечн.	1,641	1,536	1,521	1,446	1,355	1,009	0,738
3	Больницы	0,545	0,510	0,505	0,480	0,450	0,335	0,245
4	Общепит.	4,484	4,196	4,155	3,950	3,703	2,756	2,016
5	Баня	0,088	0,082	0,081	0,077	0,072	0,054	0,039
6	Хлебозаводы	2,650	2,480	2,455	2,334	2,188	1,629	1,191
7	Школа	0,074	0,069	0,069	0,065	0,061	0,046	0,033
8	Итого	59	55	55	52	49	36	26

Продолжение табл.1.7

№ п/п	Потребитель	Авг.	Сент.	Окт.	Ноя.	Дек.
1	**2**	**10**	**11**	**12**	**13**	**14**
1	Жилые дома/ бытовые нужды	23,115	29,007	35,353	39,432	48,043
2	Прачечн.	0,768	0,964	1,175	1,310	1,596
3	Больницы	0,255	0,320	0,390	0,435	0,530
4	Общепит.	2,098	2,633	3,209	3,579	4,361
5	Баня	0,041	0,052	0,063	0,070	0,085
6	Хлебозаводы	1,240	1,556	1,896	2,115	2,577
7	Школа	0,035	0,044	0,053	0,059	0,072
8	Итого	28	35	42	47	57

Годовой график потребления газа коммунально – бытовыми и общественными потребителями приведен на рис. 1.1.

Рисунок 1.1 – Годовой график потребления газа коммунально – бытовыми и общественными потребителями

Из анализа данных построения годового графика потребления газа различными бытовыми и коммунально – бытовыми потребителями следует, что в период с июня по сентябрь для резервирования газа необходимо подключать потребителей-регуляторов, планировать ремонтные работы на газовых сетях и их сооружениях.

1.7 Определение оптимального числа газорегуляторных пунктов

Газорегуляторные пункты (ГРП), в основном, питают газом низкого давления жилые дома, предприятия общественного питания, бани, прачечные и другие объекты социальной культуры.

Количество газорегуляторных пунктов определяется исходя из площади газифицируемого района или квартала по формуле:

$$n = \frac{F}{2R^2}, \qquad (1.16)$$

где F – площадь жилого района с учетом проездов, м^2;

R – радиус действия ГРП, м. Оптимальный радиус действия ГРП примерно составляет 400 - 600 м для закольцованных систем, и 800 - 1200 м для тупиковых.

$$n = \frac{167000}{2 \cdot 500^2} = 0{,}33 = 1\text{шт.}$$

Таким образом, для снижения давления газа в проектируемом районе города к установке принимается газорегуляторный пункт в количестве 1 шт. К установке рекомендуется шкафной газорегуляторный пункт.

1.8 Трассировка кольцевой сети газоснабжения низкого давления

Трассы уличных газопроводов проектируются из условия кратчайшего расстояния, т.е. из условия минимальной протяженности.

Руководствуясь принципом надежности газоснабжения, сеть низкого давления для района/квартала города проектируют кольцевой, состоящей из нескольких колец (контуров) и одного – трех ГРП/ГРПШ.

Составленная схема считается правильной, если все кварталы района становится возможным подключить (запитать) с одной стороны к газопроводу. В виде исключения разрешается подключение небольшого квартала через другой квартал. Предварительно следует определить (назначить) главный проезд транспорта в городе/районе. Прокладывать газопроводы не рекомендуется по главному проезду, проспектам, основным транспортным магистралям и местам большого скопления людей в городе.

При трассировке газопровода следует учесть, что при последующем гидравлическом расчете уличной распределительной сети необходимо будет увязать гидравлические сопротивления «параллельных» участков сети (двух и более ве-

ток, состоящих из одного и более участков, имеющих общую начальную точку и получающих газ от одного и того же участка) с точностью до ±10 %.

После осуществления трассировки необходимо пронумеровать образовавшиеся кольца, расставить ГРП и назначить точки встречи потоков газа (нулевые точки). Для простоты и удобства расчета в каждом кольце необходимо назначить «нулевую» точку, где потоки газа сходятся.

«Параллельные» участки могут быть расположены на внешних контурах колец и на внутренних. Участки, расположенные на внешних контурах, несут нагрузку только одного кольца, а внутренние – нагрузку двух колец, между которыми они находятся, поэтому они являются наиболее нагруженными и их длину следует предусматривать в 1,5-2 раза меньше, чем длину участков (веток), расположенных на внешних контурах.

Пронумеровав точки встречи потоков газа по всем направлениям движения от всех ГРПШ, приступают к разбивке сети на расчетные участки. Каждая точка разветвления или слияния потоков газа на перекрестках уличной сети, подключении домов, кварталов и т.д. нумеруются. Расчетный участок – это расстояние между двумя любыми соседними точками. Порядок нумерации может быть любой, так как на результаты расчета он не влияет.

Фактическая длина всех участков определяется в соответствии с принятым масштабом (как правило, в газораспределительных сетях используется масштаб 1:5000).

Следует иметь в виду, что с целью уменьшения затрат при прокладке газопровода не всегда сеть строится из замкнутых колец. В граничных районах обычно прокладываются тупиковые участки. Тогда газифицированные районы не находятся внутри контура, а примыкают к участку сети. В данном случае расчеты потребления проводятся так же, как и для замкнутых колец, но вместо длины замкнутого контура следует использовать длину тупикового участка.

Контуры (кварталы, охваченные контурами) следует обозначать римскими цифрами.

Расчетная схема газифицируемого района представлена на листах формата А1.

1.9 Определение удельных путевых расходов газа по участкам уличной распределительной сети

После того, как трассировка будет выполнена и пронумерованы кольца, выполняется принадлежность каждого квартала определенному кольцу и рассчитываются удельные путевые расходы газа на каждое кольцо.

Для этого необходимо рассчитать:

а) площади, окруженные каждым контуром, га;

б) число населения на данных площадях, чел.;

в) расход газа, приходящийся на каждую площадь, $м^3/ч$;

г) длину питающего контура, м;

д) удельный путевой расход, т.е. расход, приходящийся на 1 м длины каждого контура.

Расход газа, приходящийся на каждую площадь контура определяется по формуле:

$$G_{si} = G_{н.д.} \frac{S_i}{S}, \qquad (1.17)$$

где S – площадь всего газифицированного района, га;

Si – площадь квартала / микрорайона газифицированного i-ым контуром, га;

$G_{н.д.}$ – суммарное газопотребление районом проектных работ, $м^3/ч$.

I контур: $G_{s1} = 540{,}24 \cdot \frac{3{,}56}{16{,}47} = 116{,}77$ $м^3/ч$;

II контур: $G_{s2} = 540{,}24 \cdot \frac{8{,}61}{16{,}47} = 282{,}42$ $м^3/ч$;

III контур: $G_{s3} = 540{,}24 \cdot \frac{4{,}3}{16{,}47} = 141{,}05$ $м^3/ч$.

Длина питающего контура определяется суммой всех длин участков газораспределительной сети, составляющих данный контур. Смежные участки сети газоснабжения учитываются в обоих контурах.

Расчетная длина каждого контура определяется по формуле

$$l_{pi} = 1{,}1 \cdot l_{ф_i}. \qquad (1.18)$$

I контур: $l_{p1} = 878{,}9$ м;

II контур: $l_{p2} = 1020{,}80$ м;

III контур: $l_{p3} = 719{,}4$ м.

Удельный путевой расход для каждого кольца определяется по формуле:

$$G_{уд.i} = \frac{G_{Si}}{l_{p_i}}, \qquad (1.19)$$

где G_{si} – количество потребляемого газа на площади, охваченной контуром i, м^3/ч;

ℓ_{pi} – расчетная длина i-го контура, м;

I контур: $G_{уд.1} = \frac{116{,}77}{878{,}9} = 0{,}133$ м^3/ч*м;

II контур: $G_{уд.2} = \frac{282{,}42}{1020{,}8} = 0{,}277$ м^3/ч*м;

III контур: $G_{уд.3} = \frac{141{,}05}{719{,}4} = 0{,}196$ м^3/ч*м.

Путевые расходы газа на участках определяются по формуле:

$$G_п = G_{уд_i} l_{p(a\text{-}b)}, \qquad (1.20)$$

где $G_{уд_i}$ – удельный расход газа в контуре (кольце), м^3/ч$\cdot$м (принимается по табл.1.10);

$l_{p(a\text{-}b)}$ – длина участка, м.

Результаты расчета сводятся в таблицы 1.8 и 1.9.

Таблица 1.8 – Удельные путевые расходы газа по контурам газифицируемого района

Номер контура	Число жителей, N, чел.	Часовой расход газа контуром, G_{si}, м³/ч	Длина контура (кольца), м		Удельный расход газа в контуре (кольце), $G_{уд.i}$, $G_{уд.i}$ м³/ч · м
			$\ell_ф$	$\ell_р$	
I	759	116,77	799,00	878,90	0,133
II	1837	282,42	928,00	1020,80	0,277
III	917	141,05	654,00	719,40	0,196
ИТОГО	3514	540,24	2381,00	2619,10	

Таблица 1.9 – Расчетные путевые расходы газа на участках сети низкого давления

№ контура	**№ уч-ка**	**Длина уч-ков,м**		**Расход газа, м3/ч**	
		ℓф	**ℓр**	**Gуд**	**Gп**
1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**
I	0 1	13,00	14,30	0,606	8,66
	1 2	9,00	9,90	0,133	1,32
	2 3	10,00	11,00	0,133	1,46
	3 4	79,00	86,90	0,133	11,56
	4 5	56,00	61,60	0,133	8,19
	5 6	48,00	52,80	0,133	7,02
	6 7	39,00	42,90	0,133	5,71
	7 8	24,00	26,40	0,133	3,51
	8 9	71,00	78,10	0,133	10,39
	9 10	80,00	88,00	0,133	11,70
	10 11	41,00	45,10	0,133	6,00
	11 12	88,00	96,80	0,133	12,87
	12 13	17,00	18,70	0,410	7,66
	13 14	21,00	23,10	0,410	9,46
	14 15	15,00	16,50	0,410	6,76
	15 16	29,00	31,90	0,410	13,06
	16 17	14,00	15,40	0,410	6,31
	17 18	99,00	108,90	0,410	44,60
	18 19	35,00	38,50	0,133	5,12
	19 20	8,00	8,80	0,133	1,17

	20 21	14,00	15,40	0,133	2,05
	21 1	12,00	13,20	0,133	1,76
II	12 22	219,00	240,90	0,277	66,65
	22 23	21,00	23,10	0,277	6,39
	23 24	58,00	63,80	0,277	17,65
	24 25	31,00	34,10	0,277	9,43
	25 26	21,00	23,10	0,473	10,92
	26 27	32,00	35,20	0,473	16,64
	27 28	31,00	34,10	0,473	16,12
	28 29	19,00	20,90	0,473	9,88
	29 30	8,00	8,80	0,473	4,16
	30 18	19,00	20,90	0,473	9,88
	12 13	17,00	18,70	0,410	7,66
	13 14	21,00	23,10	0,410	9,46
	14 15	15,00	16,50	0,410	6,76
	15 16	29,00	31,90	0,410	13,06
	16 17	14,00	15,40	0,410	6,31
	17 18	99,00	108,90	0,410	44,60
III	25 26	21,00	23,10	0,473	10,92
	26 27	32,00	35,20	0,473	16,64
	27 28	31,00	34,10	0,473	16,12
	28 29	19,00	20,90	0,473	9,88
	29 30	8,00	8,80	0,473	4,16
	30 18	19,00	20,90	0,473	9,88
	18 31	119,00	130,90	0,196	25,66
	31 32	50,00	55,00	0,196	10,78
	32 33	35,00	38,50	0,196	7,55
	33 34	107,00	117,70	0,196	23,08
	34 35	113,00	124,30	0,196	24,37
	35 36	97,00	106,70	0,196	20,92
	36 37	181,00	199,10	0,196	39,04
	37 25	96,00	105,60	0,196	20,70

Таким образом, были определены путевые расходы газа на участках кольцевой газораспределительной сети низкого давления в районе «Черемушки» в г. Армавир.

1.10 Определение расчетных часовых расходов газа по участкам уличной распределительной сети

Для сети низкого давления сосредоточенная нагрузка на газопровод заменяется равномерно распределенной и называется расчетным часовым расходом газа, $G_{расч}$, м^3/ч, который состоит из транзитного $G_{тр}$ и эквивалентного $G_{экв}$ расходов и определяется по формуле:

$$G_{расч} = G_{экв} + G_{тр}. \quad (1.21)$$

Эквивалентный расход представляет собой часть путевого расхода и его согласно [4] следует определять по формуле:

$$G_{экв} \approx 0{,}5G_{п.}. \quad (1.22)$$

Транзитный расход – это расход, который проходит через данный участок для обеспечения работы последующих участков и для данного участка является величиной постоянной.

Транзитный расход газа на данном участке определяется суммой транзитного и путевого расхода последующего участка по ходу движения потока газа:

$$G_{тр(1-2)} = G_{п(2-3)} + G_{тр(2-3)}. \quad (1.23)$$

Расчет транзитного расхода газа начинают с участков, где два потока газа соединяются.

Все расчеты записываются в таблицу 1.10.

Таблица 1.10 – Расчетные часовые расходы газа

№ контура	№ уч-ка	Длина уч-ков, м	Расчетный расход газа, м^3/ч				Направление движения газа
		ℓр	Gп	Gтр	Gэкв	Gрасч	
I	0 1	14,30	8,66	517,50	4,33	521,83	-
	1 2	9,90	1,32	65,54	0,66	66,20	-

	2 3	11,00	1,46	64,08	0,73	64,81	-
	3 4	86,90	11,56	52,52	5,78	58,30	-
	4 5	61,60	8,19	44,33	4,10	48,43	-
	5 6	52,80	7,02	37,31	3,51	40,82	-
	6 7	42,90	5,71	31,60	2,85	34,45	-
	7 8	26,40	3,51	28,09	1,76	29,85	-
	8 9	78,10	10,39	17,70	5,19	22,90	-
	9 10	88,00	11,70	6,00	5,85	11,85	-
	10 11	45,10	6,00	0,00	3,00	3,00	-
	11 12	96,80	12,87	0,00	6,44	6,44	+
	12 13	18,70	7,66	85,91	3,83	89,74	+
	13 14	23,10	9,46	93,57	4,73	98,30	+
	14 15	16,50	6,76	103,03	3,38	106,41	+
	15 16	31,90	13,06	109,79	6,53	116,32	+
	16 17	15,40	6,31	122,85	3,15	126,01	+
	17 18	108,90	44,60	129,16	22,30	151,46	+
	18 19	38,50	5,12	440,54	2,56	443,10	+
	19 20	8,80	1,17	445,66	0,59	446,25	+
	20 21	15,40	2,05	446,83	1,02	447,86	+
	21 1	13,20	1,76	448,88	0,88	449,76	+
II	12 22	240,90	66,65	6,39	33,32	39,72	-
	22 23	23,10	6,39	0,00	3,20	3,20	-
	23 24	63,80	17,65	0,00	8,83	8,83	+
	24 25	34,10	9,43	17,65	4,72	22,37	+
	25 26	23,10	10,92	86,82	5,46	92,28	+
	26 27	35,20	16,64	97,74	8,32	106,06	+
	27 28	34,10	16,12	114,38	8,06	122,44	+
	28 29	20,90	9,88	130,50	4,94	135,44	+
	29 30	8,80	4,16	140,38	2,08	142,46	+
	30 18	20,90	9,88	144,54	4,94	149,48	+
	12 13	18,70	7,66	85,91	3,83	89,74	-
	13 14	23,10	9,46	93,57	4,73	98,30	-
	14 15	16,50	6,76	103,03	3,38	106,41	-
	15 16	31,90	13,06	109,79	6,53	116,32	-
	16 17	15,40	6,31	122,85	3,15	126,01	-
	17 18	108,90	44,60	129,16	22,30	151,46	-
III	25 26	23,10	10,92	86,82	5,46	92,28	-
	26 27	35,20	16,64	97,74	8,32	106,06	-
	27 28	34,10	16,12	114,38	8,06	122,44	-
	28 29	20,90	9,88	130,50	4,94	135,44	-
	29 30	8,80	4,16	140,38	2,08	142,46	-

	30 18	20,90	9,88	144,54	4,94	149,48	-
	18 31	130,90	25,66	86,70	12,83	99,53	+
	31 32	55,00	10,78	75,91	5,39	81,31	+
	32 33	38,50	7,55	68,37	3,77	72,14	+
	33 34	117,70	23,08	45,29	11,54	56,83	+
	34 35	124,30	24,37	20,92	12,19	33,10	+
	35 36	106,70	20,92	0,00	10,46	10,46	+
	36 37	199,10	39,04	0,00	19,52	19,52	-
	37 25	105,60	20,70	39,04	10,35	49,39	-

Таким образом, было определено расчетное потребление газа на участках кольцевой газораспределительной сети низкого давления в районе «Черемушки» в г. Армавир Краснодарского края. В ходе расчета было определено, что для ГРПШ№1 требуется газ в количестве 521,83 м^3/ч. Данный расход газа получен без учета плотности природного газа данного месторождения. При переводе к нормальным условиям расчетный расход газа для ГРПШ №1 составил 583,6 м^3/ч.

1.11 Гидравлический расчет сети низкого и среднего давления

В современной практике снабжения природным газом населенных пунктов, а также объектов жилищно-коммунального, сельскохозяйственного и промышленного назначения широкое распространение получили распределительные системы газоснабжения на базе шкафных газорегуляторных пунктов (ГРПШ) [4].

Эффективность проектных решений систем газоснабжения со шкафными ГРП в значительной степени определяется правильным выбором расчетного перепада давлений в распределительных газопроводах с учетом системной связи элементов технологической цепочки по комплексу: ГРПШ – газоиспользующая установка.

Как известно, надежная, безопасная и экономичная работа газовых приборов обеспечивается при давлении газа близком к номинальной величине. При этом создаются наиболее благоприятные условия для сжигания газа. Горелки газовых приборов работают устойчиво без отрыва и проскока пламени и обеспечивают

необходимую полноту сгорания газа с максимальным КПД. Бытовые газовые приборы (газовые плиты, водонагреватели, отопительные котлы и др.), выпускаются отечественными и зарубежными предприятиями для двух номинальных давлений газа: $\Delta P_{ном}^{пр}$=1274 Па и $\Delta P_{ном}^{пр}$=1960 Па.

Применение приборов с повышенным номинальным давлением снижает металлоемкость газовых сетей, однако, предъявляет дополнительные требования к герметичности, как самого аппарата, так и его трубной обвязке.

Гидравлические режимы эксплуатации распределительных сетей и газорегуляторных установок обуславливают определенную специфику работы газовых приборов. При этом рабочее давление газа перед прибором, как правило, отличается от номинальной величины. Газовые приборы, подключенные в начале трассы распределительного газопровода (в непосредственной близости от ГРПШ) работают при повышенном давлении газа. Аналогичные приборы, подключенные в конце трассы распределительного газопровода (на значительном удалении от ГРПШ) работают при пониженном давлении газа. Максимально допустимый диапазон изменения давления в системе газоснабжения составляет:

$$\Delta P_{max} = \Delta P_{max}^{пр} - \Delta P_{min}^{пр}, \qquad (1.24)$$

где $\Delta P_{max}^{пр}$ и $\Delta P_{min}^{пр}$ – максимальное и минимальное допустимые давления газа перед прибором, Па.

Согласно рекомендациям Мосгазпроекта допускается перегрузка газового прибора, при которой нет повышенных тепловых напряжений, и содержание окиси углерода в продуктах сгорания не превышает нормы. Эта перегрузка должна составлять не более 20 % и может быть кратковременной. Допустимая недогрузка газового прибора не должна превышать 20%.

Количество газа, поступающего в газовый прибор пропорционально давлению газа. Эта зависимость выражается формулой

$$G = A\sqrt{P}\,; \qquad (1.25)$$

- для номинального режима

$$G_{ном} = A\sqrt{P_{ном}}; \quad (1.26)$$

- для максимального

$$G_{max} = A\sqrt{P_{max}}. \quad (1.27)$$

Приняв перегрузку прибора 20 %, т.е. $G_{max} = 1{,}2 \cdot G_{ном}$, получим

$$\begin{cases} G_{ном} = A \cdot \sqrt{P_{ном,}} \\ G_{ном} = A \cdot \sqrt{\dfrac{P_{max}}{1{,}44}}, \end{cases} \quad (1.28)$$

Откуда

$$P_{ном} = \frac{P_{max}}{1{,}44} \text{ и } P_{max} \approx 1{,}5P_{ном}. \quad (1.29)$$

Таким же образом, проведя вычисления для минимальной нагрузки газового прибора, получим

$$P_{min} \approx 0{,}6P_{ном}. \quad (1.30)$$

Величина суммарного расчетного перепада давления на ветке между ГРП/ГРПШ и самым удаленным газовым прибором определится как разность между максимально и минимально допустимым давлением газа перед газовым прибором. Это положение можно интерпретировать как изменение тепловой нагрузки газового прибора в сторону уменьшения или увеличения её против номинальной нагрузки, т.е.

$$\Delta P_{ном} = 1{,}5P_{ном} - 0{,}6P_{ном} = 0{,}9P_{ном}. \quad (1.31)$$

В указанных диапазонах изменения давлений гарантируется надежная и безопасная эксплуатация газовых приборов, экономичное использование газа с КПД близким к максимальному значению, долговечность приборов.

Расчетные потери давления в газопроводах низкого давления согласно требований [3, 4] рекомендуется распределять следующим образом:

- в распределительной уличной сети - не более 120 даПа;

- в газопроводах - вводах и внутридомовых газопроводоах – не более 60 даПа.

Для выводу формул, по которым проводится гидравлический расчет, используются три уравнения:

1) уравнение Дарси – Вейсбаха

$$\Delta P = -\frac{\lambda \cdot l \cdot \omega^2 \cdot \rho}{2 \cdot d}; \qquad (1.32)$$

где λ – коэффициент гидравлического трения;

ℓ – длина трубопровода, м;

ώ – средняя скорость движения газа, м/с;

ρ – плотность газа, кг/м^3;

d – внутренний диаметр трубопровода, мм;

ΔP – потери давления на участке, Па.

2) уравнение состояния

$$\rho = \frac{P}{RT}, \qquad (1.33)$$

3) уравнения сплошности (неразрывности) потока

$$M = \rho\omega F = \rho_o Q_o, \qquad (1.34)$$

где T – температура газа, K;

M – массовый расход газа, кг/с;

$F=\frac{\pi D^2}{4}$ – площадь сечение трубы,

ρ_o, Q_o – плотность, кг/м^3, и объемный расход газа, м^3/с;

R – газовая постоянная, Дж/кг К.

При выводе формул гидравлического расчета принимаются следующие граничные условия: по трубам движется несжимаемая жидкость, температура газа не изменяется, т.е. процесс движение газа – изотермический, движение газа по трубам происходит от участков с более высоким давлением к участкам с более низким давлением, и при этом осуществляется переход потенциальной энергии в кинетическую. Движение газа связано с потерей потенциальной энергии (давления) на преодоление сопротивлений на его пути, которые складываются из сопротивлений по трению (линейных потерь давления) и местных сопротивлений.

В результате совместного решения трех основных уравнений получается формула для гидравлического сопротивления газопроводов низкого давления

$$\Delta P = P_к - P_н = R_{ср} l, \qquad (1.35)$$

где $P_н$, $P_к$ – начальное и конечное давление на участке трубы, длиной ℓ, Па;

Rср – среднее удельное сопротивление трению, Па/м, определяемое по формуле

$$R_{ср} = 0{,}81 \cdot \lambda \frac{G^2}{d^5} \cdot \rho_0 . \qquad (1.36)$$

Для газопроводов высокого и среднего давления расчетная формула для определения гидравлического сопротивления

$$P 2_к - P2_н = RcpA , \qquad (1.37)$$

где $P_н$, $P_к$ – начальное и конечное давление на участке трубы, длиной ℓ, Па;

Rср – среднее удельное сопротивление трению, Па/м, определяемое по формуле

$$R_{ср} = 1{,}62 \cdot \lambda \frac{G^2}{d^5} \qquad (1.38)$$

$$^{0} \cdot \rho_0 \cdot z,$$

где z – коэффициент сжимаемости газа, который при давлении газа до 1,2 МПа практически равен 1 и при расчетах его можно не учитывать.

В уличных распределительных сетях низкого давления местные сопротивления (тройники, отводы, арматура) отстоят друг от друга на большом расстоянии, а иногда на сотни метров. Поэтому при проектировании уличных газораспределительных сетей местные потери давления в газопроводах отдельно не рассчитываются, а принимаются в размере 10 % от линейных потерь давления на трение по формуле (1.18).

Гидравлический расчет выполняется по номограмме для низкого давления газа [4]. Подбор диаметров производится по расчетным расходам на участках и средней удельной потере давления на 1 погонный метр $R_{ср}$, которая рассчитывается для каждого направления от ГРПШ/ГРП до точки встречи двух потоков по формуле

$$R_{ср} = 0{,}9 \cdot \frac{\Delta P}{\sum \ell}, \qquad (1.39)$$

где $\sum \ell$ – расстояние от ГРПШ до точки встречи потоков, м.

Невязку гидравлического сопротивления двух «параллельных» участков (колец) допускается принимать не более 10 %. Гидравлический расчет производится в табличной форме (таблица 1.11).

При заполнении табл.11 в графе 1 следует указать номер расчетного контура (кольца).

В графе 2 указывается номер участка, относящегося к данному контуру (кольцу), включая смежные участки.

В графе 3 указывается расчетная длина данного участка по формуле (1.18).

В графе 4 указывается расчетный расход газа на данном участке сети. Здесь для каждого значения часового расчетного расхода газа указывается знак, пока-

зывающий в каком направлении движется поток газа по трубе. При движении по часовой стрелке расход газа имеет положительное значение, в обратном направлении – отрицательное.

В графе 5 указывается приведенный к номограммам расчетный расход газа на данном участке. Все номограммы для гидравлического расчета сетей газоснабжения составлены для природного газа со свойствами $\rho = 0{,}73$ кг/м^3, $\upsilon = 1{,}4 \times 10^{-4}$ м^2/с. Если плотность газа отлична от плотности $\rho = 0{,}73$ кг/м^3, то приведенный расчетный расход газа определяется по формуле

$$G^{н}_{p} = G_{pi} \cdot \left(\frac{\rho_г}{\rho_н} \right)^2 = G_{pi} \cdot \left(\frac{\rho_г}{0{,}73} \right)^2, \qquad (1.40)$$

где $\rho_г$ – плотность газа конкретного месторождения, кг/м^3.

$$G^{н}_{p} = G_{pi} \cdot \left(\frac{0{,}772}{0{,}73} \right)^2 = G_{pi} \cdot 1{,}12 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

В графе 6 для каждого кольца приведено значение средней удельной потери давления из расчета, что на каждом кольце от выхода газа до точки встречи потоков потери давления составляют 1000 Па. То есть значение расчетной средней удельной потери давления $R_{ср.}$ определяется по формуле

$$R_{ср} = \frac{1000}{\sum l_{p\,i}}. \qquad (1.41)$$

I контур: $R_{ср} = 878{,}9 = 1{,}14$ Па/м;

II контур: $R_{ср} = \frac{1000}{1020{,}8} = 0{,}98$ Па/м;

III контур: $R_{ср} = \frac{1000}{719{,}4} = 1{,}39$ Па/м.

В графу 7 и 8 из номограммы [3, 4] по величине приведенного расчетного часового расхода газа на участке $G^{н}_{p}$ и расчетному значению удельного давления $R_{ср}$ записываются диаметр трубопровода на данном участке и фактическая удельная

потеря давления на данном участке $\frac{\Delta P_ф}{l}$, Па/м. Причем, в зависимости от направления в контуре (по часовой стрелке или против) величины $\frac{\Delta P_ф}{l}$ записываются с соответствующим знаком.

В графе 9 определяются потери давления на участке сети по формуле

$$\Delta P_ф = R_{уд} \cdot l_р . \qquad (1.42)$$

Здесь так же потери давления записываются в соответствии со знаком, показывающим направление потока движения. Исходя из первого и второго закона Кирхгофа, сумма потерь давлений в полукольцах одного и того же контура должна быть близка к нулю. Причем если в следующем кольце встречается уже упоминавшийся участок, то полученные потери давления для него в первом расчете автоматически переносятся.

В графе 10 определяется отношение сумм потерь давлений в одном контуре с учетом знака к этой же сумме потерь давлений по модулю, т.е. $\frac{\Sigma \Delta P_ф}{\Sigma |\Delta Pф|}$. В этой графе полученное число записывается дробью. Чем меньше числитель (ближе к нулю), тем легче будет осуществить гидравлическую увязку в данном контуре.

В графе 11 определяется невязка потерь давлений по формуле

$$\delta = \frac{\Sigma \Delta P_ф}{0{,}5 \cdot \Sigma |\Delta Pф|} \cdot 100, \%. \qquad (1.43)$$

Если невязка не превышает 10 %, то расчет можно считать окончательным. В противном же случае необходимо увязать те кольца, где наблюдается ошибка > 10 %.

Привести ошибку δ к значению < 10 % возможно двумя способами:

1) перенести тупиковую точку, где потоки сходятся, изменив при этом направление движения газа в полукольце;

2) увеличить/уменьшить диаметры трубопроводов.

Смысл увязки колец сводится к перераспределению расходов в соседних кольцах.

Если ошибка не выходит за рамки технических условий, то есть не превышает 10 %, систему низкого давления можно считать рассчитанной. В противном случае следует пересмотреть все первоначальные построения схемы, в том числе уменьшить длины участков, попытаться выбрать конечные (тупиковые) точки потоков таким образом, чтобы по возможности расходные режимы значительно не отличались при движении газа от ГРП к тупиковой точке по любым направлениям в сети.

Таким образом, была осуществлена увязка потерь давления в кольцах газораспределительной сети низкого давления в микрорайоне «Северный» в г. Бердск, определены суммарные потери давления в сети от ГРП по самой нагруженной ветке до наиболее удаленного потребителя. Потери давления в кольцевой сети газоснабжения составили для ГРПШ№1 составили 1850 Па, потери давления в кольцевой сети от ГРПШ№2 составили 1433 Па. В результате гидравлического расчета были подобраны диаметры труб на участках, выполнена гидравлическая увязка колец сети газоснабжения в микрорайоне «Северный» в г. Бердске Новосибирской области. Гидравлический расчет наружной сети газоснабжения приведен в таблице 1.11.

1.12 Расчет внутридомового газопровода

Внутридомовой газопровод – система трубопроводов, включающая арматуру, предназначенная дня транспортирования и распределения газа по газовым приборам, расположенным в помещениях здания.

Внутридомовой газопровод вводят в жилые и общественные здание через не жилые помещения (как правило - кухни), доступные для досмотра труб. Разводящие газопроводы прокладывают по верху стен первого этажа. Обычно устраивают один ввод на секцию здания, но может быть отдельный ввод на каждый стояк.

На вводе в здание устанавливают отключающее устройство и изолирующие ставки (муфты), которые монтируют снаружи здания. Абонентское ответвление присоединяется к распределительному газопроводу низкого давления, как правило, на расстоянии 5 м от здания. Ввод газопровода осуществляется примерно на уровне h = 1,5 м от нулевой отметки, т.е. на первом этаже дома рядом со входом в здание.

Нормативные требования по размещению внутридомого газопровода и необходимого оборудования для обеспечения безопасной эксплуатации газовых приборов представлены в [4, 5].

Возможность размещения газоиспользующего оборудования в помещениях зданий различного назначения и требования к этим помещениям устанавливаются соответствующими строительными нормами и правилами по проектированию и строительству зданий с учетом требований стандартов и других документов на поставку указанного оборудования, а также данных заводских паспортов и инструкций, определяющих область и условия его применения [5].

Системы контроля загазованности помещений с автоматическим отключением подачи газа в жилых зданиях следует предусматривать при установке отопительного оборудования:

- независимо от места установки — мощностью свыше 60 кВт;
- в подвальных, цокольных этажах и в пристройке к зданию — независимо от тепловой мощности.

Внутренние газопроводы следует выполнять из металлических труб. Соединения труб должны быть неразъемными.

Разъемные соединения разрешается предусматривать в местах присоединения газового и газоиспользующего оборудования, арматуры и КИП, а также на газопроводах обвязки и газоиспользующего оборудования, если это предусмотрено документацией заводов-изготовителей.

Прокладку газопроводов следует предусматривать открытой.

При устройстве в здании от одного ввода двух и более стояков на каждом из них устанавливается отключающий кран.

При прокладке газопровода через фундамент или стену необходимо устанавливать футляр в виде набивки из просмоленной пеньки, залитой с обеих сторон битумом.

Расчет газопровода производится в следующей последовательности:

1. Разрабатывается расчетная схема стояка в аксонометрической проекции (представлена на формате А1).

Тупиковая сеть низкого и среднего давления газа рассчитывается по алгоритму, приведенному в [4]. При этом следует первоначально определить типы газопотребляющего оборудования, установленных у абонентов, определить для каждого типа оборудования величины номинального давления на горелках и номинальные расходы газа по паспортным данным или по формуле

$$q_{ном1} = \frac{Q_{ном1}}{\eta \cdot Q_н^р} \cdot 10^{-3} \cdot 3600 \text{ , м}^3/\text{ч} \qquad (1.44)$$

где $Q_{ном1}$ – номинальная тепловая нагрузка горелки, Вт;

η – коэффициент полезного действия, (доля);

$Q_н^р$ – низшая теплота сгорания газа, кДж/м^3.

Согласно исходным данным у всех бытовых потребителей установлены газовые плиты четырехконфорчные с одним духовым шкафом. В соответствии с паспортными данными для данной плиты и свойствами используемого газа номинальный расход газа составляет

$$q_{ном1} = \frac{1997 * 4 + 3890}{0{,}98 \cdot 37{,}821} \cdot 10^{-3} \cdot 3600 = 1{,}153 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

2. Определяются расчетные часовые расходы газа на участках G^i_m, м^3/ч, по сумме номинальных расходов газа газовыми приборами с учетом коэффициента одновременности их действия [4] по формуле

$$G^{i}_{m} = \sum_{i=1}^{m} k_{sim} \cdot q_{nom} \cdot n_{i}, \qquad (1.45)$$

где G^{i}_{m} – расчетный часовой расход газа на участке длиной ℓ с диаметром d, м^3/ч;

k_{sim} – коэффициент одновременности потребления газа, зависящий от числа приборов, присоединенных к данному участку газопровода, принимается по [4];

q_{nom} – номинальный расход газа прибором или группой приборов, берется из паспортных данных приборов или определяется по формуле (1.44), м^3/ч;

n_i – число однотипных приборов или групп приборов.

3. Определяются диаметры газопроводов на участках по формуле

$$d = 0{,}036238\sqrt{\frac{G^{i}_{m} \cdot (273 + t)}{P_m \cdot v}}, \qquad (1.46)$$

где d – рассчитанный диаметр трубы, см;

G^{i}_{m} – расчетный расход газа, м^3/ч;

P_m– среднее абсолютное давление в рассчитываемой сети, МПа, задается равным 101325 Па;

v – предельная скорость газа в данном газопроводе, м/с, согласно [4] для сетей внутридомового газопровода скорость газа в газопроводе принимается равной 7 м/с;

t – температура газа, °С, принимается в переделах от 0 до 20 °С.

4. Определяется сумма коэффициентов местных сопротивлений для каждого участка. Значение коэффициентов ξ, в зависимости от реально существующих местных сопротивлений, принимаются по [6] или в соответствии с табл. 1.12.

Таблица 1.12 - Коэффициенты местных сопротивлений

Вид местного сопротивления	ξ					
Внезапное сужение в пределах перехода на следующий диаметр	0,35					
Тройник проходной	1,0					
Тройник поворотный (ответвление)	1,5					
Крестовина проходная	2,0					
Крестовина поворотная	3,0					
Отвод гнутый	0,3					
	для диаметров					
	1/2″	3/4″	1″	1 1/4″	1 1/2″	2″ и >
Угольник 90^0	2,2	2,1	2	1,8	1,6	1,1
Пробочный кран	4	2	2	2	2	2
Вентиль прямой	11	7	6	6	6	5
Вентиль «косва»	3	3	3	2,5	2,5	2
Задвижка	d=50-100		d=175-200		300 и >	
	0,5		0,25		0,15	

5. Определяются эквивалентные длины участков, м, по формуле

$$l_{экв.} = \frac{d}{0{,}11\left(\frac{\Delta}{d} + 192265\frac{\nu \cdot d}{G}\right)^{0{,}25}} \cdot \sum\xi, \qquad (1.47)$$

где $\Delta=1{,}0*10^{-4}$ м для стальных труб;

$\Delta=5{,}0*10^{-4}$ м для полиэтиленовых труб;

G – расход газа на участке, $м^3/ч$;

d – расчетный диаметр трубопровода, м;

ν - кинематическая вязкость (сухого воздуха при норм. усл. $=13{,}28*10^{-6} м^2/с$).

6. Определяются расчетные длины участков с учетом эквивалентной длины, м, по формуле

$$l_р = l_ф + l_{экв}. \qquad (1.48)$$

7. Определяется перепад давления на каждом участке $\frac{\Delta P}{l}$, Па/м, по формуле

$$\Delta P_l = 0{,}69 \frac{d}{l_{экв}} \frac{G^2}{d^5} \rho \cdot l_р = 0{,}69 \frac{G^2}{d^4} \frac{(l_ф + l_{экв.} \cdot \Sigma\xi)}{\rho_{экв.}} \quad (1.49)$$

или по номограммам [4].

8. Определяются потери давления газа на участке по формуле (1.42).

9. Определяется давление столба газа, заключенного между двумя уровнями (на уровне отключающего вентиля на входе в здание и уровне нахождения горелки прибора верхнего этажа), Па

$$\Delta P_г = H(\rho_в - \rho_г) \cdot g, \quad (1.50)$$

где Н – перепад высот на концах рассматриваемого участка, как правило, от ввода в здание до верхнего прибора, м;

$\rho_в$ – плотность воздуха, принимаемая при н.у. 1,29 кг/м^3;

$\rho_г$ – плотность газа, кг/м3, принимаемая по характеристикам природного газа;

g – ускорение свободного падения, равное 9,81 м/с^2.

$\Delta P_г = 16{,}5 \cdot (1{,}29\text{-}0{,}772) \cdot 9{,}81 = 87{,}55$ Па.

Результаты расчета стояка внутридомовой газораспределительной сети занесены в табл. 1.13.

Таблица 1.13 – Гидравлический расчет внутридомовой сети газоснабжения

№ Уч-ка	Gрас, м3/ч	ℓф, м	ℓэкв, м	∑ξ	dрасч, м	dxδ, мм	ΔРф, Па
1	2	3	4	5	6	7	8
9 8	1,40	4,663	0,28	11,8	0,85	29х3	2,22
8 7	1,51	4,663	0,03	1	0,88	29х3	3,75
7 6	1,81	4,663	0,03	1	0,96	29х3	4,22

6 5	2,29	4,663	0,03	1	1,08	29х3	4,46
5 4	2,74	4,663	0,03	1	1,19	29х3	4,22
4 3	3,20	4,663	0,03	1	1,28	29х3	5,63
3 2	3,64	4,663	0,04	1	1,37	29х3	7,99
2 1	6,98	25	0,04	2,5	1,89	29х3	8,7
1 0	13,43	2	0,47	11,8	2,62	29х3	12,26
						Итого	**53,45**

10. Полные потери давления во внутридомовом газопроводе с учетом потерь давления в газовых приборах (т.е. необходимого давления для нормальной работы газовой горелки) определяются по формуле:

$$\Delta P_{в.д.} = \sum \Delta P + \Delta P_{гп} + \Delta P_{г} + \Delta P_{пр}, \qquad (1.51)$$

где ∑ΔР – сумма потерь давления на участках внутридомового газопровода (на участках стояка), Па;

ΔРгп – потери давления в газовых приборах, Па, принимаемое не менее 120даПа;

ΔРпр – гидравлические потери давления непосредственно на газовом приборе, принимаются равными 60 Па.

ΔРг – давление столба газа, Па.

$\Delta P_{в.д.} = 53,45 + 1200 + 87,55 + 60 = 1401$ Па.

Таким образом, во внутридомовом газопроводе потери давления составляют 1401 Па.

1.13 Подбор оборудования для установки в кухнях жилых помещений

В соответствии с Федеральным законом Российской Федерации от 23 ноября 2009 г. N 261-ФЗ "Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Рос- сийской Федерации " все жилые дома должны быть оснащены приборами учёта газа.

Для учета расхода газа каждым абонентом предусматривается установка бытового счетчика газа СГБМ - 1,6, у которого входной патрубок может быть

как в левом, так и в правом исполнении. Счетчик газа устанавливается для бытового использования в кухнях каждой квартиры жилого дома. Для подбора счетчика газа определен расход газа на газоиспользующем оборудовании, равном 1,08 м^3/ч, в соответствии с низшей теплотой сгорания топлива.

Технические характеристики счетчика приведены в табл. 1.14.

Таблица 1.14 – Технические характеристики счетчика СГБМ - 4

Наименование параметра		Тип изделия
		СГБМ-4
Измеряемая среда		Природный газ по ГОСТ 5542-87 Сжиженный газ по ГОСТ 20448-90
Диапазон измерения расхода газа, м^3/ч		0,04...4
Номинальный измеряемый расход объема газа, м^3/ч		2,3
Погрешность измерения, %	в диапазонах, м^3/ч	0,06…0,6
	в диапазонах, м^3/ч	±1,0
Порог чувствительности, м^3/ч, не более		0,012
Рабочее давление, кПа		1 … 5
Циклический объём, дм^3		2
Цена деления отсчетного устройства, м^3/ч (л/ч)		0,0002
Температура окружающей и измеряемой среды, ^{o}С		-40 ... +60

Для минимизации риска взрыва при высоких температурах на газопроводе в данной работе была предусмотрена установка термозапорного клапана, который при пожаре автоматически перекрывает поступление газа. Таким образом, можно не только нивелировать вероятность возникновения пожара, но и уменьшить площадь самого пожара в два раза.

Такие предохранители маркируются кодом КТЗ с набором цифр, указывающие на диаметр трубы, для которой предназначено устройство.

Клапаны устанавливаются на газопроводы с рабочим давлением от 2 кПа до 1,6 МПа. Нижнюю границу давления способны выдерживать резьбовые предохранители (используются чаще в быту), а верхнюю – фланцевые (применяются на промышленных объектах).

КТЗ необходимо устанавливать первым на входе газопровода, до всего оборудования, чтобы при срабатывании герметично перекрыть подачу газа в помещение. Пока действовали ППБ 01-03 (Правила пожарной безопасности) это было обязательным требованием хоть для частного дома, хоть для завода. С мая 2012 года монтаж КТЗ может осуществляться только по требованию заказчика.

Устройство и принцип работы КТЗ.

Термозапорный клапан состоит из: стального корпуса, пружинного затвора (в виде шара или тарелки) и легкоплавкой вставки (затворный элемент или тепловой замок). Эта вставка и держит затвор в открытом состоянии, а специальная форма пружинного затвора не влияет на прохождение газа по трубопроводу при открытом положении.

Принцип работы достаточно прост. При нагреве газопровода более 80 °С термочувствительный элемент плавится, пружина освобождается и запорный механизм герметично перекрывает поток газа, благодаря сопряжению конусов седла и клапана («металл по металлу»).

Именно поэтому КТЗ является одноразовым устройством, поэтому после срабатывания больше не пригоден для использования. При покупке обязательно проверьте, что клапан находится в открытом состоянии и пропускает газ.

Виды термозапорных клапанов.

Сегодня на рынке представлены два вида термозапорных клапанов: муфтовые (резьбовые) и фланцевые.

От качественно выполненного монтажа зависит работа клапана. Именно поэтому так важно соблюдать правила и нормы установки КТЗ на газопроводе:

• перед началом работ обязательно проверьте работу механизма, при транспортировке клапан мог случайно активироваться;

• на газопроводы с давлением не больше 0,6 МПа могут устанавливаться резьбовые и фланцевые термозапорные клапаны, с давлением до 1,6 МПа – только фланцевые;

• использование предохранителей в помещениях с температурным режимом выше 60°С запрещено;

• сначала монтируется КТЗ и только потом все остальное оборудование;

• если разводка сложная, то клапаны устанавливаются на каждую ветвь;

• положение оси клапана может быть любым, но направление подачи газа должно соответствовать направлению, указанном на корпусе КТЗ стрелкой;

• термозапорный клапан не должен испытывать нагрузку от газопроводов (изгиб, сжатие и прочее);

• после монтажа клапан обязательно проверяется на отсутствие утечки;

• примерный срок службы устройства составляет 30 лет;

• при эксплуатации КТЗ проверок и обслуживания не требует;

• клапан является одноразовым устройством, после срабатывания его необходимо заменить.

В данной работе рекомендуется установить в каждой кухне бытовых потребителей клапан термозапорный модели КТЗ-20-00 с внешней наружной резьбой, диаметр 20 мм.

1.14 Подбор оборудования для газорегуляторного пункта

Район «Черемушки» в г. Армавир Краснодарского края достаточно большой и занимает площадь 16,47 га. В ходе расчетов было определено, что для надёжного, безопасного и устойчивого снабжения газом коммунально – бытовых потребителей и населения требуется к установке один газорегуляторный пункт шкафного типа с расчетным расходом газа, равным 583,6 $м^3$/ч.

Газорегуляторным пунктом (установкой) называется комплекс технологического оборудования и устройств, предназначенный для понижения входного давления газа до заданного уровня и поддержания его на выходе постоянным.

Расчетное давление, которое следует обеспечить и постоянно поддерживать после ГРПШ определяется по формуле

$$Р_{грп} = \sum \Delta Рнар + \Delta Рв.д., \quad (1.52)$$

где $\sum \Delta Рнар$ - суммарные потери давления газа на наиболее нагруженном кольце наружной сети;

$\Delta Р_{в.д.}$- потери во внутридомовом газопроводе, определяемые по формуле (1.51).

Тогда для ГРПШ №1:

$Р_{ГРП1}$ = 1101+ 1401 =2502 Па.

В соответствии с расчетным расходом газа для ГРПШ и потерям давления в сети подбираем для установки ГРПШ №1 типа ГРПШ-07-2у1, технические характеристики которого приведены в таблице 1.15.

Таблица 1.15 – Технические характеристики ГРПШ 07-2У1

Параметры	Значения
Регулируемая среда	Природный газ по ГОСТ 5542-87
Регулятор давления газа	РДНК-1000
Максимальное входное давление, МПа	0,6
Диапазон настройки выходного давления, кПа	2,0 — 5,0
Пропускная способность, м³/ч, при входном давлении, Мпа:	РДНК-1000
При Рвх: 0,05 МПа	56
При Рвх: 0,1 МПа	104
При Рвх: 0,2 МПа	224
При Рвх: 0,3 МПа	360
При Рвх: 0,4 МПа	480
При Рвх: 0,5 МПа	560
При Рвх: 0,6 МПа	850
Неравномерность регулирования, %	±10
Диапазон настройки срабатывания, кПа:	
При повышении входного давления, кПа:	1,2 - 1,8
При понижении входного давления, кПа:	0,2 - 0,5
Клапан предохранительный сбросной	КПС-Н
Давление начала срабатывания сбросного клапана, кПа	2,0 — 6,5
Температура окружающего воздуха, °С	-40...+60

Система обогрева	ГАЗОВОЕ «ДА» / «НЕТ»
Расход для системы обогрева, м³/ч	0,05±15%
Присоединительные размеры: входного патрубка, мм выходного патрубка, мм импульса, мм	Ду 50 Ду 50 Ду 15
Соединение: входного патрубка, выходного патрубка, импульса	Сварное, по ГОСТ 16037-80
Межремонтный интервал (ТР, ТО)	3
Средний срок службы, лет	15
Назначенный срок службы, лет	40
Масса, кг	150

Функциональная схема ГРПШ – 07-2У1 приведена на листах формата А1.

Шкафной ГРП поступает с завода-изготовителя укомплектованный приборами, оборудованием, арматурой, смонтированный по определенной схеме, то есть это изделие полной заводской готовности, испытанное на прочность, герметичность и работоспособность заводом-изготовителем.

В ГРП шкафного типа устанавливаются регулятор, фильтры, предохранительно-запорные клапаны, запорная арматура, а также свеча для проветривания трубопроводов. Так как ГРПШ оборудован двумя линиями редуцирования, то оборудование одной линии обеспечивает максимальный расход газа, необходимый на газоснабжение потребителей, а вторая линия – резервная. Она включается в рабочий режим во время ремонтных работ на первой линии либо в результате увеличения нагрузок. Это осуществляется с помощью запорных устройств на входе и выходе.

Перепад давления газа в фильтре более 1000 Па не допускается. Для замера перепада давления на фильтре используют дифференциальные манометры.

Отвод газа в атмосферу от сбросных клапанов должен производиться через свечу, выведенную из здания на 1 м выше карниза крыши. Диаметр сбросной свечи выбирается в зависимости от ее длины, но не менее диаметра штуцера клапана. Продувочная свеча должна быть диаметром не менее 19 мм. Свечи шкафных ГРП должны выводиться на высоту 4 м от уровня земли.

Выходное давление из ГРПШ контролируется предохранительными, сбросными и запорными клапанами.

В газорегуляторном пункте устанавливается регулятор типа РДНК – 1000. Они служат для редуцирования высокого или среднего давления на низкое, автоматической стабилизации выходного давления на установленном уровне независимо от изменений входного давления и расхода, автоматическое отключение подачи газа при аварийном повышении или понижении выходного давления за пределы допустимых установленных значений.

Преимущества регуляторов типа РДНК:

– высокая безопасность газоснабжения за счет надежности ПЗК с повышенными метрологическими характеристиками;

– объемная пропускная способность до 1000 м³/ч при относительно малых габаритах и массе.

Регулятор давления настраивается на определенный расчетным методом расход газа при заданном входном и выходном давлениях газа. Осмотр и техническая диагностика регулятора давления определяется графиком в соответствии с нормативными требованиями.

Газ по входному трубопроводу через входной кран и фильтр поступает на газовый счетчик, затем к регулятору давления газа, регулятор снижает давление газа до заданного значения и поддерживает его на установленном уровне. После редуцирования газ через выходной кран поступает потребителю.

При повышении выходного давления выше допустимого заданного значения открывается сбросной клапан, происходит сброс газа в атмосферу. При дальнейшем повышении или понижении контролируемого давления газа сверх допустимых пределов срабатывает предохранительно-запорный клапан, перекрывая подачу газа.

На фильтре установлен манометр для определения перепада давления на фильтрующей кассете. Максимально допустимое падение давления на кассете фильтра - 5 кПа.

В случае ремонта оборудования при закрытых входном и выходном кранах газ поступает к потребителю по резервной линии редуцирования. Контроль давления производится по выходному манометру.

Учет расхода количества газа производится турбинным счетчиком газа или ротационным с электронным корректором объема газа.

На входном газопроводе после входного крана, после регулятора давления газа и на резервной линии редуцирования предусмотрены продувочные трубопроводы.

В пункте предусмотрена возможность настройки ПСК и регулятора в “тупике”.

1.15 Автоматизация ГРПШ

Снижение давления и поддержание его на заданном уровне производится в ГРП, сооружаемых на распределительных сетях. В зависимости от величины давления газа на входе ГРП бывают высокого (0,3-1,2МПа) и среднего (0,05-0,3МПа) давления. ГРП размещаются в шкафах на несгораемых опорах. Компоновка трубопроводов и арматуры должна обеспечивать доступность и удобство при эксплуатации и ремонте, в связи, с чем расположение газопроводов с арматурой в каналах не допускается. При наличии в ГРП двух и более параллельных ниток газопровода расстояние между ними в свету должно быть не менее 400мм при диаметре труб до 400мм и не менее диаметра труб для труб диаметром более 400мм.

На входном и выходном газопроводах ГРП должны быть установлены наружные задвижки на расстоянии от здания не ближе 5м и не далее 100м. На входном газопроводе предприятий задвижку можно не устанавливать, если отключающее устройство на вводе находится от ГРП не более, чем на 100м.

Отвод газа в атмосферу от сбросных клапанов (гидрозатворов) должен производиться через свечу, выведенную из здания на 1м выше карниза крыши. Диаметр сбросной свечи следует выбирать в зависимости от ее длины, но не менее диаметра штуцера клапана. Продувочная свеча должна быть диаметром не менее 19мм и выводиться на высоту 4м от уровня земли.

Шкафные ГРП применяются для небольших территориально рассредоточенных районов, коммунально-бытовых и промышленных потребителей, отопительных котельных и сельских населенных мест. Такие ГРП монтируются в металлических шкафах.

По результатам расчётов в данном дипломном проекте принят пункт распределения газа ГРПШ-07-2У1.

Габаритная схема ГРПШ-07-2У1 приведена на рисунке 1.2. Н рисунке 1.3 приведена функциональная схема ГРПШ-07-2У1.

Рисунок 1.2 – Габаритная схема ГРПШ-07-2У1: 1 – Рвх (Ду50); 2 – продувочный патрубок (Ду20); 3 – вент. патрубок; 4 – вход КПС-Н (Ду15); 5 – выход КПС-Н (Ду20); 6 – Рвых (Ду50); 7 – подвод импульса к регулятору (Ду15).

Принцип работы ГРПШ-07-2У1.

Схема состоит из регулируемой ветки и обводной (байпаса). На регулируемой линии установлена запорная арматура и регулирующие устройства в следующем порядке: вентиль; угловой фильтр (с угольным фильтрующим элементом и установленным на нем двумя манометрами на входе и выходе). Универсальный регулятор давления типа РДНК с вмонтированными в него запорным и сбросным устройствами; вентиль.

Байпас оборудован двумя вентилями, один из которых запорный, а второй регулируемый; одним манометром и ответвлением для сброса воздуха.

Каждая линия оснащена отключающими кранами на входе и выходе, фильтром, предохранительно-запорным клапаном КПС-Н и регулятором давления РДНК-1000.

Рисунок 1.3 – Функциональная схема ГРПШ-07-2У1:1 — кран шаровой КШ-50 – 4 шт.; 2 — клапан предохранительный сбросной КПС-Н – 1 шт.; 3 — кран шаровой КШ-20 – 4 шт.; 4 — манометр входной типа МТ – 1 шт.; 5 — фильтр газовый типа ФГ – 2 шт.; 6 — регулятор давления газа типа РДНК – 2 шт.; 7 — кран шаровой КШ-15 – 9 шт.; 8 — водяной манометр; 9 — узел отопления с газовым обогревателем.

Универсальный регулятор давления.

Регуляторы ГРП принято располагать после выходной задвижки, фильтра и предохранительного запорного клапана. После регулятора следует обязательно устанавливать выходную задвижку. Эта аппаратура и арматура должна быть расположена так, чтобы обеспечить удобства для обслуживания и возможного ремонта.

В практике газоснабжения в населенных пунктах применяют целый ряд регуляторов, отличающихся друг от друга конструктивными особенностями и различными типами регулирующих органов. Встречаются регуляторы, в которых клапаны сочетаются с мембранно-измерительными органами непосредственно или путем рычажной передачи. В зависимости от требуемой произво-

дительности системы газоснабжения применяют как односедельные, так и двухседельные клапаны, а в зависимости от состава газа и условий эксплуатации используют как мягкие, так и тяжелые золотники дроссельных клапанов. Диаметр мембраны подбирают таким, чтобы измеряемое давление было достаточно для преодоления сил, действующих на измерительные элементы, обусловленные весом груза и давлением со стороны подачи на золотник клапана.

Регулятор давления газа комбинированный РДНК-1000 предназначен для редуцирования высокого и среднего давления на низкое, необходимое потребителю, и поддержания заданного давления «после себя» на заданном уровне для природных, искусственных, углеводородных сжиженных и других неагрессивных газов в системах газоснабжения жилых, промышленных и сельскохозяйственных объектов. Регулятор давления газа снабжен устройством, обеспечивающим автоматическое отключение газа при аварийном повышении или понижении давления сверх допустимых значений. Рассчитан на устойчивую работу при воздействии температуры окружающего воздуха от −40 до +60 °С и относительной влажности до 95% при температуре +35 °С.

Рисунок 1.4 – Регулятор давления газа РДНК-1000.

Преимущества РДНК-1000: высокая безопасность газоснабжения за счет надежности ПЗК с повышенными метрологическими характеристиками; пропускная способность до 1000 $м^3$/ч при относительно малых габаритах и массе.

Таблица 1.16 – Технические характеристики РДНК-1000

Регулируемая среда	природный газ ГОСТ 5542-87
Диапазон входного давления, МПа	0,05–0,6
Диапазон настройки выходного давления, кПа	2,0–5,0
Диапазон настройки отключающего устройства,кПа:	
при повышении выходного давления	$(1,2–1,8)P_{вых}$
при понижении выходного давления	$(0,2–0,5)P_{вых}$
Пропускная способность при максимальном входном давлении, м³/ч	300
Неравномерность регулирования, %,	не более ±10.
$Д_у$ присоединительного патрубка входа/ выхода, мм:	50
Строительная длина, мм	170
Вид соединения	фланцевое по ГОСТ 12820-80
Масса, кг	не более 8

Рисунок 1.5– Регулятор давления газа комбинированный РДНК-1000:
1 – крестовина; 2 – седло; 3 – клапан; 4– клапан отсечной; 5 – шток; 6– рычаг; 7 – мембрана регулятора; 8 – корпус; 9– крышка; 10 – клапан предохранительный; 11 – пружина; 12 – гайка; 13– ниппель; 14 – стакан; 15 – пружина; 16 – мембрана; 17 – толкатель; 18, 19 – пружина; 20 – пробка; 21 – втулка; 22 – винт регулировочный; 23 – шток; 24 – пружина; 25 – пробка; 26 – шток; 27 – пружина

Регуляторы устанавливаются в ГРП шкафного типа в сочетании с предохранительно-запорным клапаном, фильтром и запорной арматурой. Сброс в атмосферу при увеличении выходного давления предусмотрен в регуляторе.

Для надежности и безопасности работы системы регулирования параметров газа оборудуются устройствами, предохраняющими газопроводы от чрезмерного повышения и понижения давления газа. Таким образом, регулятор и регулируемый объект представляет собой единую систему автоматического регулирования.

Предохранительные клапаны

Наиболее распространенные типы запорных устройств – это клапаны типа ПКН и ПКВ, которые контролируют нижний и верхний пределы давления на выходе газа. Клапаны выпускаются с условными проходами 50,80,100 и 200мм. Клапан ПКВ отличается от клапана ПКН тем, что у него активная площадь мембраны меньше за счет установки стального кольца. Клапан срабатывает при превышении давления сверх нормы и понижении ниже допустимой нормы. Важное значение имеет настройка клапанов на заданные пределы срабатывания. Обычно на регуляторах среднего давления превышение предусматривается пределом $\approx 10\%$. Минимальное давление срабатывания клапана определяется величиной давления, ниже которой не могут работать газовые приборы и установки.

Для выбрасывания в атмосферу избыточного газа существует несколько типов сбросных устройств, отличающихся по конструкции, габаритам, принципу действия и области применения: гидравлические, рычажно-грузовые, пружинные и мембранно-пружинные. Одни из них применяют только для низкого давления (гидрозатворы), другие – как для низкого, так и для среднего (мембранно-пружинные).

Для установки в газорегуляторных пунктах шкафного типа применяется запорно-предохранительный клапан ПКК-40М. Он также настраивается на два предела изменения давления: верхний и нижний. Является полуавтоматиче-

ским запорным устройством и предназначен для герметичного перекрытия давления на контролируемом участке сети сверх установленного предела при:

1) повышении входного давления неагрессивных газов или воздуха;

2) уменьшении входного давления газа ниже определенной величины.

Клапан предохранительный сбросной КПС-Н

Предназначен для сброса газа в атмосферу при повышении давления в сети сверх допустимого заданного значения.

Рассчитаны на работу при температуре окружающего воздуха от -40 до +60 °С и относительной влажности 98 % при температуре +35 °С.

Рисунок 1.6 – Клапан предохранительный сбросной КПС-Н:
1 – корпус; 2 – седло; 3 – мембрана с жестким центром; 4 – клапан; 5 – корпус; 6 – гайка; 7 – настроечная пружина; 8 – регулировочная гайка; 9 – тяга.

Клапан состоит из следующих основных узлов и деталей: корпуса 1 с седлом 2, клапана 4, мембраны с жестким центром 3, защепленной по периферии в корпусе 5 с помощью гайки 6, настроечной пружины 7, регулировочной гайки 8 и тяги 9 для ручного открытия клапана. Работает клапан следующим образом. Газ из сети через входное отверстие поступает в надмембранную полость. Давление газа уравновешивается настроечной пружиной 7. При повышении давления газа в сети выше настроечного мембрана преодолевает усилие настроечной пружины и открывает выход газа через сбросное отверстие выходного патрубка. При снижении давления клапан возвращается в первоначальное положение и перекрывает сбросное отверстие.

Настройка срабатывания клапана осуществляется вращением регулировочной гайки (вращение по газовой стрелке увеличивает давление срабатывания клапана и наоборот).

Открытие клапана проводится вручную путем кратковременного открытия пробок. Клапан устанавливается перед регуляторами давления, а импульс контролируемого давления берется после регуляторов давления. Клапан в процессе эксплуатации не оказывают отрицательного воздействия на окружающую среду.

Фильтр газовый

Для очистки газа от механических примесей и предотвращения засорения импульсных трубок, дроссельных отверстий, а также износа запорных и дроссельных органов арматуры в ГРП устанавливают фильтры В качестве фильтрующих материалов применяют синтетические волокна, различные ткани, войлок, керамические набивки и кольца, металлические сетки и др. В зависимости от типа регуляторов и величины давления газа применяют различные конструкции фильтров. Наибольшее распространение при очистке газов получили волосяные фильтры. В ГРП с регуляторами на газопроводах с условным проходом более 50мм применяются сварные фильтры различной конструкции. Фильтр состоит из сварного корпуса с присоединительными патрубками для входа и выхода газа, крышки и заглушки. В корпусе имеется сетчатая кассета, набитая капроновой нитью. Внутри корпуса со стороны входа газа приварен металлический лист, защищающий сетку от прямого попадания твердых частиц.

Перепад давления газа в фильтре более 10000Па не допускается. Для замера перепада давления на фильтре используют дифференциальные манометры. При установке ротационного счетчика устанавливается (перед ним) дополнительный фильтр-ревизия. В ГРП большой производительности применяют висциновые фильтры, представляющие собой емкости, заполненные керамическими или жестяными кольцами, смоченными висциновым маслом.

Фильтры газовые ФГ-50 предназначены для использования в системах газоснабжения при очистке природного газа по [6] и других неагрессивных газов и воздуха от механических примесей.

Температура рабочей среды – от -30 до +55°С. Условия эксплуатации фильтров в части воздействия климатических факторов должны соответствовать климатическому исполнению УХЛ2 [41], но с температурой окружающего воздуха от -40°С до +45°С. Фильтрующий элемент выполнен в виде цилиндра из полипропиленовых волокон.

Технические характеристики ФГ-50:

$Д_у$, мм 50.

Входное давление, МПа 1,6.

Максимальная пропускная способность, $м^3/ч$ 4000.

Допускаемый перепад давления на фильтрующем элементе, Па 5000.

Функциональная схема ГРПШ-07-2У1 приведена на листе формата А1.

Заключение по разделу.

В данном разделе разработана схема газоснабжения жилых домов и мелких коммунально – бытовых предприятий, расположенных в районе «Черемушки» в г. Армавир Краснодарского края. Выполнен расчет потребление газа на различные коммунально – бытовые и бытовые нужды населения, приняты конструктивные решения по присоединению абонентов к наружным сетям газораспределения, наружные сети газораспределения в свою очередь сконструированы по принципу кольцевой системы, когда обеспечивается максимально надежное, безопасное и бесперебойное снабжение потребителей газом. В работе выполнен гидравлический расчет системы газоснабжения с определением диаметров трубопроводов, рассчитаны суммарные потери давления в наружной и внутридомовой сети газораспределения и газопотребления, подобрано газопотребляющее оборудование для жилых домов с целью использования газа для бытовых нужд, подобраны и рекомендованы к установке один газорегуляторный пункт шкафного типа ГРПШ –07-2У1, разработана функциональная схема ГРПШ с двумя линией редуцирования.

Таблица 1.11 - Гидравлический расчет наружной сети газоснабжения района города

№ контура	№ уч-ка	Длина участков, ℓr мм	Характеристика участков сети							
			Gрасч $м^3/ч$	Gн расч $м^3/ч$	Rср Па/м	d x b, мм	Rуд Па/м	ΔРф, Па	∑ΔРф/ /∑|ΔРф |	δ, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
I	0 1	14,30	521,83	583,60	1,14	225x20,5	2,8	40,04		8,10
	1 2	9,90	66,20	74,04	1,14	110x10	0,77	7,62		
	2 3	11,00	64,81	72,48	1,14	110x10	0,75	8,25		
	3 4	86,90	58,30	65,20	1,14	110x10	0,76	66,04		
	4 5	61,60	48,43	54,16	1,14	110x10	0,73	44,97		
	5 6	52,80	40,82	45,65	1,14	110x10	0,71	37,49		
	6 7	42,90	34,45	38,53	1,14	110x10	0,69	29,60		
	7 8	26,40	29,85	33,38	1,14	63x5,8	0,7	18,48		
	8 9	78,10	22,90	25,61	1,14	63x5,8	0,5	39,05		
	9 10	88,00	11,85	13,25	1,14	63x5,8	0,49	43,12		
	10 11	45,10	3,00	3,35	1,14	63x5,8	0,2	9,02		
	11 12	96,80	6,44	7,20	1,14	63x5,8	0,7	67,76		
	12 13	18,70	89,74	100,37	1,14	160x14,6	1,89	35,34		
	13 14	23,10	98,30	109,94	1,14	160x14,6	1,9	43,89		
	14 15	16,50	106,41	119,01	1,14	160x14,6	1,99	32,84		
	15 16	31,90	116,32	130,09	1,14	200x18,5	1,1	35,09		
	16 17	15,40	126,01	140,92	1,14	225x20,5	0,7	10,78	29,02	
	17 18	108,90	151,46	169,39	1,14	225x20,5	0,9	98,01	358,19	
	18 19	38,50	443,10	495,56	1,14	225x20,5	0,6	23,10		
	19 20	8,80	446,25	499,07	1,14	225x20,5	0,8	7,04		
	20 21	15,40	447,86	500,87	1,14	225x20,5	0,65	10,01		
	21 1	13,20	449,76	503,00	1,14	225x20,5	0,67	8,84		
	12 22	240,90	39,72	44,42	0,98	110x10	0,1	24,09		

	22 23	23,10	3,20	3,57	0,98	63x5,8	0,01	0,23		
	23 24	63,80	8,83	9,87	0,98	63x5,8	1,1	70,18		
	24 25	34,10	22,37	25,02	0,98	63x5,8	1,9	64,79		
	25 26	23,10	92,28	103,21	0,98	160x14,6	1,2	27,72		
	26 27	35,20	106,06	118,62	0,98	160x14,6	1,23	43,30		
	27 28	34,10	122,44	136,94	0,98	160x14,6	1,3	44,33		
II	28 29	20,90	135,44	151,48	0,98	200x18,5	0,8	16,72		6,11
	29 30	8,80	142,46	159,33	0,98	200x18,5	0,9	7,92		
	30 18	20,90	149,48	167,18	0,98	200x18,5	1,1	22,99		
	12 13	18,70	89,74	100,37	0,98	160x14,6	1,89	35,34		
	13 14	23,10	98,30	109,94	0,98	160x14,6	1,9	43,89		
	14 15	16,50	106,41	119,01	0,98	160x14,6	1,99	32,84	17,677	
	15 16	31,90	116,32	130,09	0,98	200x18,5	1,1	35,09	289,108	
	16 17	15,40	126,01	140,92	0,98	225x20,5	0,7	10,78		
	17 18	108,90	151,46	169,39	0,98	225x20,5	0,9	98,01		
	25 26	23,10	92,28	103,21	1,39	160x14,6	1,2	27,72		
	26 27	35,20	106,06	118,62	1,39	160x14,6	1,23	43,30		
	27 28	34,10	122,44	136,94	1,39	160x14,6	1,3	44,33		
	28 29	20,90	135,44	151,48	1,39	200x18,5	0,8	16,72		
	29 30	8,80	142,46	159,33	1,39	200x18,5	0,9	7,92		
	30 18	20,90	149,48	167,18	1,39	200x18,5	1,1	22,99		
III	18 31	130,90	99,53	111,31	1,39	160x14,6	0,9	117,81		5,96
	31 32	55,00	81,31	90,93	1,39	160x14,6	0,71	39,05		
	32 33	38,50	72,14	80,68	1,39	160x14,6	0,69	26,57		
	33 34	117,70	56,83	63,56	1,39	110x10	0,6	70,62		
	34 35	124,30	33,10	37,02	1,39	110x10	0,4	49,72		
	35 36	106,70	10,46	11,70	1,39	63x5,8	0,5	53,35		
	36 37	199,10	19,52	21,83	1,39	63x5,8	0,5	99,55	20,669	
	37 25	105,60	49,39	55,23	1,39	110x10	0,7	73,92	346,781	

2 Безопасность и экологичность проектных решений

2.1 Введение

Безопасность жизнедеятельности (БЖД) – это область знаний, в которой изучаются опасности, угрожающие человеку (природе), закономерности их проявления и способы защиты от них. В определении БЖД существенны три момента: опасность, человек (природа), защита. Любая деятельность потенциально опасна. Опасность – явления, процессы, объекты, способные в определенных условиях наносить ущерб здоровью человека непосредственно или косвенно, то есть вызывать нежелательные последствия.

Безопасность – это состояние деятельности, при которой с определенной вероятностью исключено причинение ущерба здоровью человека. По характеру неблагоприятного воздействия на организм человека воздействующие факторы называют вредными и опасными. К вредным относят такие факторы, которые становятся в определенных условиях причинами заболеваний или снижения работоспособности. Опасными факторами принято называть такие, которые приводят в определенных условиях к травматическим повреждениям (нарушение тканей организма и нарушение его функций) или другим внезапным и резким нарушениям здоровья.

Цель БЖД – обеспечение комфортных условий деятельности человека на всех стадиях его жизненного цикла и нормативно-допустимых уровней воздействия негативных факторов на человека и природную среду.

Обеспечение безопасности человека в процессе его трудовой деятельности в строительном комплексе и при производстве строительных материалов с позиций организационной и технической защиты на основе расчета опасных и вредных факторов на рабочих местах, формируемых техническими устройствами и средствами производственной среды, является одним из наиболее главных и широко распространенных вопросов в современном производственном мире.

2.2 Анализ потенциальных опасностей и вредностей при прокладке газопровода и мероприятия по их устранению

В соответствии с законодательством Российской Федерации газораспределительные сети относятся к категории опасных производственных объектов, что обусловлено взрыво- и пожароопасными свойствами транспортируемого по ним газа и представляют потенциальную опасность.

Причинами разрушения или разгерметизации систем повышенного давления могут быть:

– внешние механические воздействия;

– снижение механической прочности;

– нарушение технологического режима;

– конструкторские ошибки; изменение состояния герметизируемой среды;

– неисправности в контрольно-измерительных устройствах, регулирующих и предохранительных устройствах;

– ошибки обслуживающего персонала и так далее.

Наибольшую опасность возникновения и развития аварийных ситуаций при эксплуатации объектов газового хозяйства представляют действия физических лиц, направленные на разрушение элементов системы газоснабжения или постороннее вмешательство в технологические процессы использования газа, в результате которых возникают утечки газа, создаются зоны его взрывоопасной концентрации, ведущие к разрушению зданий, гибели людей, прекращению подачи газа потребителям.

В целях предупреждения возможных аварий на газопроводе при проектировании предусмотрены следующие мероприятия:

- установка достаточного количества отключающих устройств;

-прочностные и расчетные характеристики полиэтиленовых труб соответствуют ГОСТ Р 50838-95 и поэтому приняты трубы ПЭ 80 Газ SDR 11 с к.п.з. не менее 2,8 и соединительные детали соответствующего типа. Сварные швы должны

удовлетворять требованиям СТ 6-19-505-79 и свода правил СП-42-101-2003;

- строительство газопровода из стальных электросварных труб по ГОСТ 10704-91, прошедших 100%-ый контроль заводского сварного соединения неразрушающими методами, с толщиной стенки не менее 3мм;

- соединение стальных труб между собой предусмотрено электродами, обеспечивающими прочность сварного шва не ниже прочности основного металла труб;

- проверка всех сварных (монтажных) стыков неразрушающими методами контроля;

- защита подземных участков стального газопровода от почвенной коррозии весьма усиленной изоляцией труб полимерными липкими лентами в 3 слоя;

- защита надземных газопроводов выполняется лакокрасочными покрытиями желтого предупреждающего цвета, по огрунтованной поверхности.

Потенциальными источниками возникновения аварийной ситуации в результате постороннего вмешательства в технологические процессы и проявления терроризма являются отключающие устройства на газопроводе. В целях защиты от действий, способствующих возникновению и развитию аварийных ситуаций в виде вмешательства физических лиц, выполняются запирающиеся металлические сетчатые ограждения надземных отключающих устройств.

Вмешательство в работу объекта системы газоснабжения не уполномоченных на то юридических и физических лиц запрещается.

Материальный ущерб, нанесенный организации- собственнику системы газоснабжения в результате умышленного её блокирования или повреждения, либо иных нарушающих бесперебойную и безопасную работу объекта системы газоснабжения незаконных действий, возмещается в установленном порядке виновными лицами или лицами, принявшими противоправные решения.

2.3 Организационные мероприятия по снижению опасности аварий на газопроводе

В целях обеспечения сохранности системы газоснабжения, создания нормальных условий ее эксплуатации, предотвращения аварий и несчастных слу-

чаев, согласно Федерального закона «О газоснабжении в Российской Федерации» № 69-ФЗ от 31.03.99г и “Правил охраны газораспределительных сетей”, составленных государственным предприятием «Росстройгазификация» и утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 20 ноября 2000г №878, устанавливается охранная зона вдоль всей трассы наружного газопровода в виде участка земли, ограниченной условными линиями, проходящими на расстоянии 2 м с каждой стороны от оси газопровода и 10 м в радиусе установки шкафного газораспределительного пункта.

По окончании строительства и уточнения фактического положения газопровода и границ охранной зоны, материалы по охранной зоне газопровода оформляются соответствующим образом заказчиком и передаются в администрацию поселка, в службы, занимающиеся оформлением разрешений на производство земляных работ, и в организацию, эксплуатирующую газовые сети.

В охранной зоне газопровода без письменного уведомления организации, в собственности которой находится этот газопровод, запрещается:

а) производить строительство, капитальный ремонт, реконструкцию или снос любых зданий и сооружений;

б) складировать материалы, высаживать деревья всех видов и т.п.;

в) производить земляные и дорожные работы;

г) открывать и закрывать отключающие задвижки;

д) складировать химические удобрения, грунт, строительные отходы, выливать растворы кислот, солей и щелочей;

е) разводить огонь или размещать какие-либо закрытые или открытые источники огня;

з) перемещать и нарушать сохранность опознавательных знаков.

Организации и частные лица, получившие разрешение на ведение указанных работ в охранной зоне газопровода, обязаны выполнять их с соблюдением мероприятий по его сохранности.

Организации, выполняющие работы, которые вызовут необходимость переустройства газопровода или защиту его от повреждений, обязаны выполнять

работы с соблюдением требований “Правил безопасности газораспределения и газопотребления”, за счет своих средств по согласованию с организацией в собственности которой находится данный газопровод.

Органы исполнительной власти и должностные лица, граждане, виновные в нарушении правил охраны газораспределительных сетей строительстве строений и сооружений без соблюдения безопасных расстояний до объекта системы газоснабжения или в их умышленном блокировании либо повреждении, иных нарушающих бесперебойную и безопасную работу объекта системы газоснабжения незаконных действиях, несут ответственность в соответствии с законодательством Российской Федерации.

Строения и сооружения, построенные ближе установленных строительными нормами и правилами минимальных расстояний до объекта системы газоснабжения, подлежат сносу за счет средств юридических и физических лиц, допустивших нарушения.

Взрывозащита газопровода достигается организационно–техническими мероприятиями; разработкой инструктивных материалов, регламентов норм и правил ведения технологических процессов; организацией обучения и инструктажа обслуживающего персонала; осуществлением контроля и надзора за соблюдением норм технологического режима, правил и норм техники безопасности, пожарной безопасности. Кроме того, оборудование, работающее под давлением должно быть оснащено системами взрывозащиты, которые предполагают применение гидрозатворов, огнепреградителей, инертных газов.

Перед пуском газа в жилые дома, все проживающие в доме должны пройти инструктаж по безопасному пользованию газовыми приборами.

В домах и квартирах, принадлежащих гражданам на правах личной собственности, ответственность за исправное состояние газового оборудования, дымовых и вентиляционных каналов, уплотнений вводов инженерных коммуникаций возлагается на домовладельцев.

Наблюдение за состоянием наружных газопроводов и сооружений на них должно осуществляться путем систематического обхода трассы газопровода.

Техническое обслуживание газопроводов и ремонт газовой арматуры в процессе эксплуатации должна производить газовая служба.

Организация-собственник опасного объекта системы газоснабжения обеспечивает его готовность к локализации потенциальных аварий, катастроф, ликвидации последствий в случаях их возникновения посредством осуществления следующих мероприятий:

– создания аварийно-спасательной службы или привлечения на условиях договоров соответствующих специализированных служб;

– разработки планов локализации потенциальных аварий, ликвидации их последствий;

– создания инженерных систем контроля, оповещения, связи и защиты для предупреждения возникновения потенциальных аварий, катастроф;

– создания запасов материальных средств;

– подготовки работников опасного объекта системы газоснабжения к действиям по локализации потенциальных аварий, катастроф, ликвидации их последствий.

Перечень мероприятий по обеспечению готовности опасного объекта системы газоснабжения к локализации потенциальных аварий, катастроф, ликвидации их последствий разрабатывается организацией-собственником системы газоснабжения и согласуется с территориальным подразделением Ростехнадзора и утверждается в установленном порядке.

2.4 Расчет безопасной зоны при работе на автокране

При работе различных строительно-дорожных машин и механизмов, производстве монтажных работ возникают постоянные или переменные опасные зоны. Опасной называют зону, в которой постоянно действуют или периодически возникают факторы, создающие угрозу для жизни и здоровья человека. Эти зоны существуют вблизи движущихся или вращающихся деталей, вокруг открытых токоведущих частей и т.п. Постоянные опасные зоны находятся у по-

движных частей оборудования при наличии определенной закономерности их перемещения во время работы (пространство около приводного ремня, находящиеся под напряжением электроустановки и т.п.). Переменные опасные зоны существуют около источников опасности, которые во времени изменяют свое направление в соответствии с создавшимися условиями и режимами выполнения операций трудового процесса, а также свойствами материалов (движущаяся машина, работающий кран и т.п.).

Границы постоянных опасных зон можно легко определить, так как они не меняются в процессе выполнения работ. Границы переменных зон изменяются во времени и пространстве. Поэтому для создания безопасных условий труда задача инженера - найти эти зоны, в пределах которых возможно воздействие на человека опасных производственных факторов эксплуатируемых машин и оборудования.

Согласно проектным решениям для установки ГРПШ используется подъемный кран КС – 45721. Его технические характеристики приведены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 - Технические характеристики самоходного крана

Тип крана	Максимальная грузоподъемность Q, т	Максимальная длина стрелы, м	Максимальная высота подъема крюка h, м	Размеры опорного выдвигаемого контура, м		Скорость вращения поворотной части n, мин$^{-1}$	Скорость подъема-опускания груза υ, м/мин	Масса крана $G_К$, т
				по оси крана	поперек крана 2b			
КС-45721	22,5	21,7	21,8	4,3	5,6	1,2	0,3-13,2	22,1

На рисунке 2.1 приведена расчетная схема крана с грузом.

При перемещении грузов подъемными кранами, при работах, вблизи строящегося здания, границы опасных зон принимают от крайней точки горизонтальной проекции наружного наибольшего размера перемещаемого (падающего) предмета или стены здания с прибавлением вылета стрелы крана, наибольшего габаритного размера перемещаемого груза и минимального расстояния

отлета груза при его падении, согласно таблице 2.2.

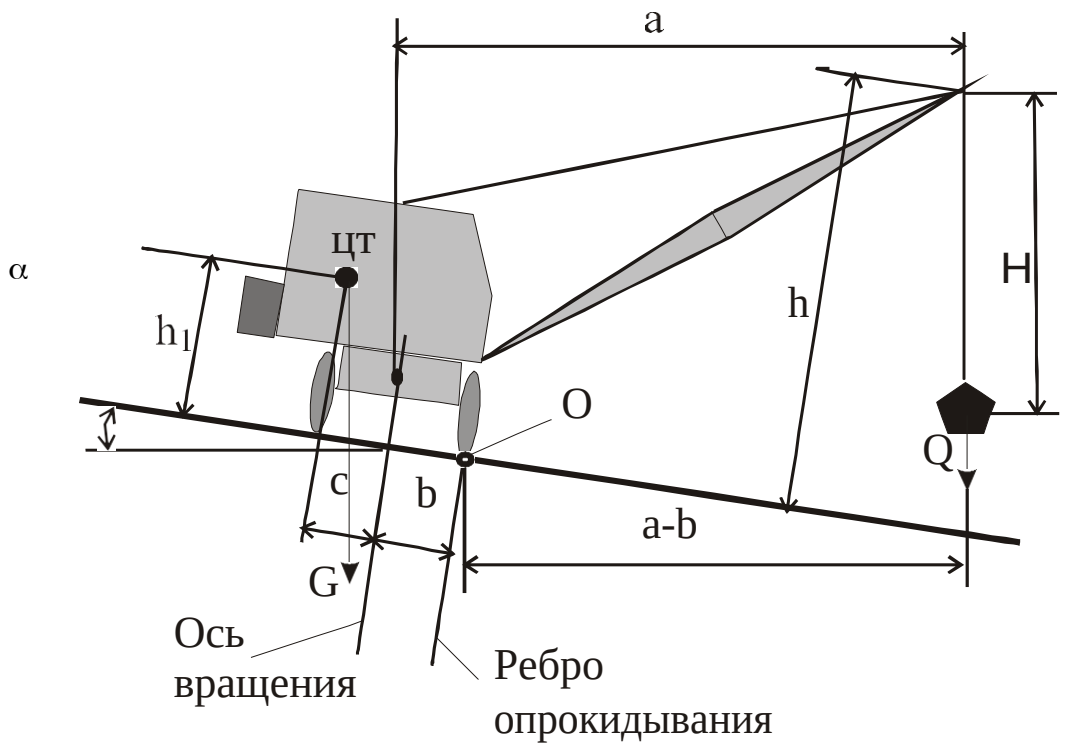

Рисунок 2.1 - Расчетная схема грузовой устойчивости крана с грузом

На рисунке приняты следующие обозначения:

Q - масса наибольшего рабочего груза (грузоподъемность), кг;

a - расстояние от оси вращения платформы крана до центра тяжести наибольшего рабочего груза, подвешенного к крюку, при установке крана на горизонтальной плоскости, м;

b - расстояние от оси вращения платформы крана до ребра опрокидывания крана, м;

h - расстояние от оголовка стрелы до плоскости, проходящей через точки опорного контура, м;

h_1 - расстояние от центра тяжести крана до плоскости, проходящей через точки опорного контура, м;

G_K - масса крана, кг.

Таблица 2.2 - Расстояние отлета грузов и предметов в зависимости от высоты падения

Высота возможного падения груза или предмета, м	Минимальное расстояние отлета груза или предмета, м	
	Перемещаемого краном груза в случае его падения	Предметов в случае их падения со здания
До 10	4	3,5
До 20	7	5
До 70	10	7
До 120	15	10
До 200	20	15

Примечание. При промежуточном значении высоты возможного падения расстояние отлета определяют интерполяцией.

При работах, выполняемых на высоте, опасной считается зона, расположенная под рабочей площадкой (рисунок 2.2).

Границы зоны определяют по проекции, увеличенной на безопасное расстояние, м

$$L\text{ОП} = 0{,}3 \cdot H, \qquad (2.1)$$

где H - высота, на которой производятся работы, м.

Так как максимальная высота подъема груза выбранным краном составляет не более 21,8 м, то опасная зона при подъеме груза определится по (2.1).

$$L_{ОП} = 0{,}3 \cdot 21{,}8 = 6{,}54 \text{ м}.$$

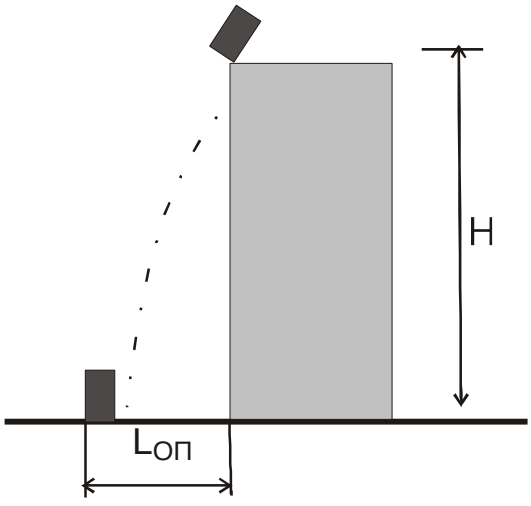

Рисунок 2.2 - Граница опасной зоны при падении предметов с высоты

При работе грузоподъемных машин и механизмов (электротельфер, кран-балка и т.п.) опасным считается расстояние, на которое может отлететь груз при обрыве одной из строп, как показано на рисунке 2.3.

Границу опасной зоны можно определить по формуле, м

$$L_{ОП.Г} = \sqrt{h_Г [l_C (1 - \cos\alpha) + S]}, \qquad (2.2)$$

где $h_Г$ - высота подъема груза, м;

l_C - длина ветви стропа, м;

α - угол между стропами и вертикалью, град;

S - расстояние (максимальное) от центра тяжести груза до его края, м.

Для данной работы:

$$L_{ОП.Г} = \sqrt{21,8[21,7(1 - \cos 15) + 0,5]} = 5,46 \text{ м}.$$

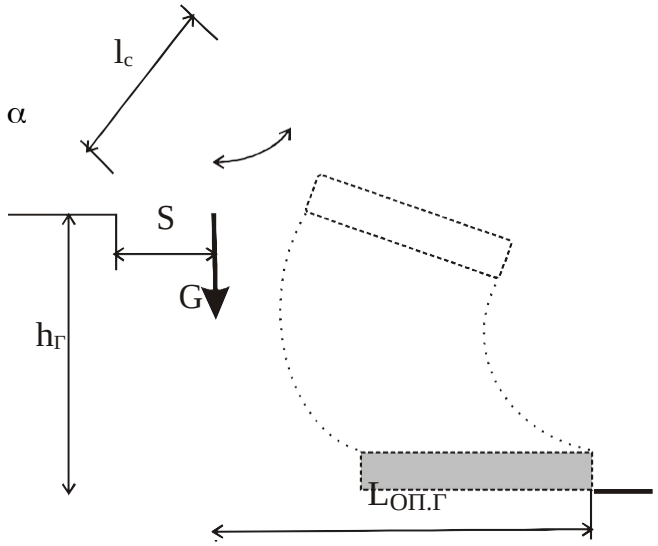

Рисунок 2.3 - Схема определения границ опасной зоны при обрыве стропа грузоподъемной машины

При работе крана должна быть учтена длина вылета стрелы l_K. С учетом последнего границу опасной зоны около крана с учетом обрыва стропа и отлета груза (формула (2.2)) можно рассчитать по формуле, м

$$L_{ОП,К} = L_{ОП,Г} + l_K. \qquad (2.3)$$

$$L_{ОП,К} = 5,46 + 21,7 = 27,16 \text{м}.$$

При работе строительных машин и оборудования опасной считается зона в пределах 5 м от движущихся частей, если другие повышенные требования отсутствуют в паспорте или инструкции завода-изготовителя машин и оборудования.

При использовании в работе подъемников, устанавливаемых на краю откоса или канавы, необходимо учитывать опасную зону в соответствии с таблицей 2.3.

Таблица 2.3 - Опасная зона при установке подъемника вблизи откоса или канавы

Глубина канавы, м	Расстояние от начала откоса или канавы до края опоры подъемника при ненасыпном грунте, м				
	песчаном и гравийном	супесчаном	суглинистом	глинистом	лессовом сухом
1	1,50	1,25	1,00	1,00	1,00
2	3,00	2,40	2,00	1,50	2,00
3	4,00	3,60	3,25	1,75	2,50
4	5,00	4,40	4,00	3,00	3,00
5	6,00	5,30	4,75	3,50	3,50

Инженерно-геологический разрез по трассе газопровода представлен двумя элементами: суглинок текучепластичной консистенции и суглинок мягкопластичной консистенции. Подземные воды встречены на глубине 3,2 и 4,5м. Воды безнапорные. Нормативная глубина промерзания глинистых грунтов – 0,5 м, грунты в зоне промерзания слабопучинистые, сильнопучинистые, с относительной деформацией пучения.

Проектом принята глубина траншеи не менее 1,6 м в суглинистом грунте, поэтому минимальное расстояние от начала откоса до края опоры подъемника при ненасыпном грунте должно быть 2,25 м.

При h = 2 м, ℓ= 2 м; при h = 3 м, ℓ= 3,25 м; при h = 2,2м ℓ = x.

$$x = \frac{(3{,}25 - 2)}{10} * 2 + 2м = 2{,}25м .$$

Заключение.

В данном разделе проекта выполнен анализ вредных воздействий на окружающую среду при монтаже газопровода и разработаны мероприятия по исключению возникновения аварийных ситуаций на газопроводе. Выполнен расчёт минимального расстояния от начала откоса до края опоры подъемника.

3 Экономическая часть

3.1 Описание объекта

В данном разделе выпускной квалификационной работы оценивается стоимость работ по присоединению вновь построенного газопровода к действующему газопроводу (для ГРПШ№1). Газоснабжение направлено на коммунально - бытовые и бытовые нужды граждан, проживающих в районе «Черемушки» в г. Армавир Краснодарского края.

Работой предусматривается подключение к проектируемому газопроводу установку одного газорегуляторного пункта шкафного типа ГРПШ – 07 – 2У1.

Виды работ при строительстве газопровода и их объемы разработаны с учетом местных условий и надежности газоснабжения.

3.2 Разработка сметной документации базисно-индексным методом

Действующая система ценообразования и сметного нормирования в строительстве включает в себя государственные сметные нормативы и другие сметные нормативные документы, необходимые для определения сметной стоимости строительства.

Сметные нормативы – это обобщенное название комплекса сметных норм, расценок и цен, объединяемых в отдельные сборники. Вместе с правилами и положениями, содержащими в себе необходимые требования, они служат основой для определения сметной стоимости строительства. Локальные сметы разрабатываются по форме ТЕР на отдельные виды работ и части зданий и сооружений.

В локальной смете определяются следующие затраты:

– сметная стоимость;

– сметная заработная плата;

– затраты труда рабочих строителей.

Сметная стоимость строительно–монтажных работ определяется по формуле:

$$С_{СТР} = ПЗ + НР + П_{СМ};\quad (3.1)$$

$$С_{СТР} = С_С + П_{СМ}, \text{ руб.};\quad (3.2)$$

$$С_С = ПЗ + НР, \text{ руб.};\quad (3.3)$$

где $С_{СТР}$ – сметная стоимость СМР, руб.;

$С_с$ – себестоимость СМР, руб.;

ПЗ – прямые затраты, руб.;

НР – накладные расходы,

руб.; Псм – сметная

прибыль,руб.

Прямые затраты включают основную заработную плату рабочих – $З_{ос}$, затраты на эксплуатацию машин и механизмов – $Э_м$ и стоимость материалов, изделий и конструкций – М:

$$ПЗ = З_{ос} + Э_м + М, \text{ руб.}\quad (3.4)$$

В локальной смете прямые затраты по работам определяются на основе сборников ТЕР по формуле:

$$ПЗ = \sum_{i=1}^{n} (Qi \times Epi) = \sum_{i=1}^{n} [Qi \times (Зос + Эмi + Mi)], \text{ руб.};\quad (3.5)$$

где Q_i – объем 1-го вида работ, принимаемый по ведомости объемов;

$Е_{рi}$ – единичная расценка на данный вид работ;

n – количество работ, включаемых в локальную смету;

$З_{осi}$, $Э_{мi}$, $М_i$ – соответственно, основная заработная плата, затраты на эксплуатацию машин и механизмов, стоимость материалов, изделий и конструкций на единицу выполняемых работ или конструктивного элемента.

Накладные расходы в сметной документации определяются по нормам ($Н_{нр}$), установленным для видов работ, организаций и министерств в процентах от сум-

мы заработной платы основных рабочих и заработной платы рабочих по эксплуатации машин и механизмов

$$НР = \frac{Н_{нр} \times (З_{ос} + З_{э.м.м.})}{100}, \text{ руб.;} \quad (3.6)$$

где $З_{ос}$, $З_{э.м.м}$ – суммарная величина сметной основной заработной платы рабочих-строителей и механизаторов в текущем уровне цен, руб.;

$Н_{нр}$ – норма накладных расходов, %.

Сметная прибыль – это средства, предназначенные для покрытия расходов подрядных организаций на развитие производства и материальное стимулирование работников.

$$П_{СМ} = \frac{Н_{П} \cdot (З_{ОСН} + З_{Э.М.М})}{100}, \text{ руб.;} \quad (3.7)$$

где $Н_{п}$ – норма сметной прибыли в %.

Порядок составления локальной сметы базисно-индексным методом по территориальным единичным расценкам (ТЕР).

Прямые затраты определяются отдельно по каждому виду работ. Введем некоторые пояснения для составления локальной сметы.

В графу 2 «Шифр номера нормативов и коды ресурсов» заносятся: номер сборника, номер раздела сборника, номер расценки и код неучтенного материала.

В графу 3 «Наименование работ и затрат...» заносятся наименование работ и затрат из сборников ТЕР.

В графу 4 «Единица измерения» заносятся единицы измерения работ и ресурсов из сборников ТЕР.

В графу 5 «Количество на единицу измерения» заносятся количество или объем работ.

В графу 6, 7 и 11 «Стоимость единицы» и «Затраты труда рабочих» заносят из соответствующих граф сборников прямые затраты (числитель графы 6) с расшифровкой затрат на оплату труда рабочих-строителей (знаменатель графы 6), за-

траты на эксплуатацию машин и механизмов (числитель графы 7), в том числе оплата труда машинистов (знаменатель графы 7).

Графы 8, 9, 10 и 12 «Общая стоимость» и «Затраты труда рабочих строителей» заполняются после перемножения графы 5 «Количество» на единичные расценки.

Единичные расценки в сборниках ТЕР могут быть двух видов:

– закрытые, в которых учтены все элементы прямых затрат;

– открытые, в которых не учтена стоимость некоторых материалов или конструкций. В открытых расценках в сборниках отдельной строкой указывается наименование неучтенного материала и его расход на единицу измерения.

Наименование неучтенных материальных ресурсов, их сметную стоимость заносим в локальную смету отдельной строкой под соответствующей расценкой. Для определения необходимого количества неучтенного материала перемножаем его расход на количество (графа 5, п.1) и заносим в графу 5, пункт 2. Единичная сметная стоимость неучтенных материалов приводится в приложениях к сборникам ТЕР, заносится в графу 6.

Общую стоимость неучтенного материального ресурса получаем путем перемножения количества неучтенного материала (графа 5) на его сметную стоимость (графа 6), результат заносим в графу 8 «Общая стоимость».

Суммируем открытую единичную расценку с неучтенными материалами, заносим в строку «Итого прямые затраты с неучтенными материалами».

По технической части сборников ТЕР определяется наличие поправки к соответствующей расценке. В том случае, если такие поправки требуются, то необходимо произвести корректировку прямых затрат с учетом поправочных коэффициентов. Для этого определяются величины поправок в долях

$$dk = k - l, \qquad (3.8)$$

где к – коэффициент изменения конкретной составляющей прямых затрат, может быть меньше или больше 1, соответственно величина dk вычитается или

прибавляется к прямым затратам. Заполняется строка «Величина прямых затрат, с учетом поправок технической части ТЕР».

Заполняется строка «Итого прямые затраты с поправками по технической части».

С помощью индексов к элементам прямых затрат по видам строительных работ производим пересчет из базисного уровня цен (БУЦ) в текущий (ТУЦ) отдельными строками. Так как в локальной смете не выделены затраты на материалы, определяем их по формуле:

$$М=ПЗ - З_{ос} - Э_{м}, \text{ руб.} \quad (3.9)$$

Коэффициенты индексации принимаются на период составления сметы.

Заполняется строка «Итого прямые затраты в текущих ценах».

Отдельной строкой рассчитывается «Сметная заработная плата». Она включает заработную плату основных рабочих ($З_{осн}$), механизаторов ($З_{м}$), а также заработную плату в накладных расходах ($З_{нр}$), которая определяется по формуле:

$$З_{НР} = 0{,}051 \times НР, \text{ руб.;} \quad (3.10)$$

где НР – накладные расходы;

0,051 – доля заработной платы в накладных расходах.

$$З=З_{осн}+З_{м}+З_{нр}, \text{ руб.} \quad (3.11)$$

Локальная смета стоимости работ по присоединению вновь построенного газопровода к действующему газопроводу (для ГРПШ№1)приведена в таблице 3.1.

Заказчик:
Подрядчик:
Объект: Газораспределительные сети раойн «Черемушки» г. Армавир Краснодарский край

ЛОКАЛЬНЫЙ СМЕТНЫЙ РАСЧЕТ N 01

Присоединение вновь построенного газопровода к действующему газопроводу (для ГРПШ№1).

Основание: чертежи № 6-2021-ГСН

Сметная стоимость: **16 686 руб.**

Средства на оплату труда: 955.00 руб.

Составлен в текущих (прогнозных) ценах по состоянию на 1 кв. 2021 г.

N/N п/п	Шифр, N позиции норм.	Наименование работ, затрат, единица измерения	Количество	Стоимость ед., руб. (в базисном уровне цен)		Индекс	Общая стоимость, руб. (в текущем уровне цен)			Затраты труда рабочих чел-ч	
				Всего	Эксп.маш		Всего	Оплаты труда	Эксп.маш,		
				оплаты труда	в т.ч. оплаты труда				в т.ч. оплаты труда	на един.	всего
1.ВРЕЗКА ГАЗОПРОВОДА ПОД ДАВЛЕНИЕМ.											
1	ФЕР 24-02-090-02 ТЗ= 1 ТЗМ= 1	Врезка в действующие стальные газопроводы под газом, условный диаметр врезаемого газопровода 80 мм 10 врезок НР : 111 (130%*0.85) СП : 71 (89%*0.8)	0.1	1 427.7 484	455.93	24.48.Ф Врезка в дей ствующие стальные газопроводы под газом ОЗП= 15.2 ЭМ= 10.39 ЗПМ= 15.2 МАТ= 4.58	1 433	736	474	48.79	4.88
2	Прайс-лист ООО "ДИНРУС" ТЗ= 1 ТЗМ= 1	Тройник условным диаметром 80/80 мм 12600/2,449=5144,96 шт НР : 0 СП : 0	1	5 144.96		ОЗП= 1 ЭМ= 1 ЗПМ= 1 МАТ= 2.449	12 600				
3	Прайс-лист ООО "ДИНРУС" ТЗ= 1 ТЗМ= 1	Коронка диаметром 79 мм 743,22/2,449=303,48 шт НР : 0 СП : 0	1	303.48		ОЗП= 1 ЭМ= 1 ЗПМ= 1 МАТ= 2.449	743				
4	ФЕР 39-01-005-01 ТЗ= 1 ТЗМ= 1	Ультразвуковой контроль сварных швов трубопроводов в цехе укрупнительной сборки и на месте монтажа 1 м шва НР : 77 (90%*0.85)	0.28	73.43 50.64	22.42 1.01	38.4.Ф Ультразвуко вой контроль сварных швов трубопроводов в цехе укрупнительной сборки и на месте	253	216	37 4	6.26 0.07	1.75 0.02

N/N п/п	Шифр, N позиции норм.	Наименование работ, затрат, единица измерения	Количество	Стоимость ед., руб. (в базисном уровне цен) Всего	Эксп.маш в т.ч. оплаты труда	Индекс	Общая стоимость, руб. (в текущем уровне цен) Всего	Оплаты труда	Эксп.маш, в т.ч. оплаты труда	Затраты труда рабочих чел-ч на един.	всего
		СП : 68 (85%*0.8)				монтажа ОЗП= 15.2 ЭМ= 5.85 ЗПМ= 15.2 МАТ= 5.08					
		ВСЕГО ПО РАЗДЕЛУ (прямые затраты)					15 029	951	510		6.63
									4		0.02
		Накладные по работам от ФОТ (по позициям 1 - 111% (130%*0.85) (от 735.68); 4 - 77% (90%*0.85) (от 219.79))					986				
		И Т О Г О					16 015				
		Сметная прибыль по работам от ФОТ (по позициям 1 - 71% (89%*0.8) (от 735.68); 4 - 68% (85%*0.8) (от 219.79))					672				
		И Т О Г О					16 686				
		ИТОГО (прямые затраты) по смете					15 029	951	510		6.63
									4		0.02
		Накладные по работам от ФОТ					986				
		И Т О Г О					16 015				
		Сметная прибыль по работам от ФОТ					672				
		И Т О Г О					16 686				
		В том числе:									
		СТРОИТЕЛЬНЫХ РАБОТ					16 686				

Заключение

При выполнении выпускной квалификационной работы были проведены расчетно-графические работы газификации жилого района «Черемушки» в г. Армавир Краснодарского края. Запроектированы сети газопроводов низкого давления и проведены их гидравлические расчеты.

Рассчитаны внутридомовые газопроводы для жилых домов с подключением к ним четырехконфорочной газовой плиты и проточного водонагревателя. Исследована трасса строительства газопровода. Определена схема и основные приборы для регулирования и поддержания требуемого давления газа.

«Безопасность и экологичность проектных решений» рассматриваются вопросы возникновения возможных аварийных ситуаций, предлагаются мероприятия по безопасному проведению монтажных работ сети газоснабжения, выполнен расчет безопасного расстояния от работающего грузоподъемного крана до кромки траншеи.

В разделе «Экономическая часть» выполнен сметный расчет по присоединению вновь построенного газопровода к действующему газопроводу (для ГРПШ№1).

В результате анализа выполненных работ можно сделать следующие выводы:

– прокладку газопровода высокого и низкого давления целесообразно осуществлять подземным способом;

– прокладка газораспределительных сетей осуществляется вдоль проезжей части на расстоянии от края дороги, рекомендуемым действующими нормами и правилами безопасности эксплуатации газораспределительных сетей;

– учитывая ограниченное потребление газа, целесообразна установка газорегуляторного пункта шкафного типа;

– по результатам гидравлического расчета и в целях перспективного развития поселка предусматривается установка ГРПШ типа ГРПШ–07–2У1 с двумя линиями редуцирования.

Список используемой литературы

1 СП 31.13330.2012. Строительная климатология. – М.: ГУП ЦПП, 2012.

2 СП 62.13330.2011. Газораспределительные системы, М: ЗАО «ПОЛИМЕРГАЗ», 2011. – 172 с.

3 СП 42 – 101 – 2003. Общие положения по проектированию и строительству газораспределительных систем из металлических и полиэтиленовых труб, М: ЗАО «ПОЛИМЕРГАЗ», 2004. – 166 с.

4 СП 20.13330.2010. Нагрузки и воздействия. – М.: ГУП ЦПП, 2010.

5 СП 28.13330.2010. Защита наружных конструкций от коррозии. – М.: ГУП ЦПП, 2010.

6 СП 23-101-2004. Тепловая защита зданий. – М.: ГУП ЦПП, 2003.

7 СНиП 2.04.01–85. Внутренний водопровод и канализация зданий. – М.: Стройиздат, 1976. – 28 с.

8 Федеральный закон «О газоснабжении в Российской Федерации» № 6 – ФЗ от 31.03.1999 г. и «Правила охраны газораспределения сетей», утвержденные постановлением Правительства Российской Федерации от 20 ноября 2000 г. № 878.

9 Постановлению Правительства РФ от 29 октября 2010 г. N 870 "Об утверждении технического регламента о безопасности сетей газораспределения и газопотребления"

10 ГОСТ Р 50838 – 95. Трубы из полиэтилена для газопроводов.

11 ОСТ 153 – 39.3 – 051 – 2003. Техническая эксплуатация газораспределительных систем. Основные положения.

12 ГОСТ 5542 – 87. Газы горючие природные для промышленного и коммунально-бытового назначения.

13 ГОСТ 5542 – 87. Природный газ.

14 ГОСТ 10704 – 91. Трубы стальные электросварные прямошовные. Сортамент.

15 ГОСТ 16037 – 80. Соединения сварные стальных трубопроводов. Основные типы, конструктивные элементы и размеры.

16 Федеральный закон о промышленной безопасности опасных производственных объектов №116-ФЗ от 21 июля 1997 с последующей редакцией (в ред. Федеральных законов от 07.08.2000 N 122-ФЗ,от 10.01.2003 N 15-ФЗ, от 22.08.2004 N 122-ФЗ, от 09.05.2005 N 45-ФЗ, от 18.12.2006 N 232-ФЗ, от 30.12.2008 N 309-ФЗ, от 30.12.2008 N 313-ФЗ).

17 "Градостроительный кодекс Российской Федерации" от 29.12.2004 N 190-ФЗ (ред. от 02.08.2019) (с изм. и доп., вступ. в силу с 13.08.2019).

18 Правила безопасности систем газораспределения и газопотребления. Утверждены Приказом Ростехнадзора от 15.11.2013 г. № 542.

19 Правила безопасности систем газораспределения и газопотребления №12-529-03 от 18.03.2003 г.

20 ФЗ № 123 от 22.07.2008 г. «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».

21 «Требования по предупреждению чрезвычайных ситуаций на потенциально опасных объектах и объектах жизнеобеспечения», утвержденные Министерством РФ по делам ГО, ЧС и ликвидации последствий стихийных бедствий, приказ от 28.02.2003 г. № 105.

22 СНиП 2.01.51-90 «Инженерно-технические мероприятия гражданской обороны».

23 СНиП II-7-81* «Строительство в сейсмических районах»

24 СНиП 2.07.01-89* «Градостроительство. Планировка и застройка городских и сельских поселений».

25 СНиП 11-01-95 «Инструкция о порядке разработки, согласования, утверждения и составе проектной документации на строительство предприятий, зданий и сооружений».

26 СП 11-107-98 «Порядок разработки и состав раздела «Инженерно-технические мероприятия гражданской обороны. Мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций» проектов строительства».

27 ГОСТ Р 12.1.004-91 ССБТ «Пожарная безопасность. Общие требования».

28 ГОСТ Р 12.1.007-76 ССБТ «Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности».

30 ГОСТ Р 12.3.047-98 «Пожарная безопасность технологических процессов».

31 ГОСТ 5542-87 «Газы горючие природные для промышленного и коммунально-бытового назначения».

32 НПБ 105-03 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности». Москва, 2003 г., утв. Приказом № 314 МЧС России.

33 ГОСТ 9.602-89* ЕСКЗ. «Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии».

34 «Защита населения и территорий в чрезвычайных ситуациях». Под общ. ред. Фалеева М.И., ГУП «Облиздат» г. Калуга, 2001 г.

35 РД 03-409-01 «Методика оценки последствий аварийных взрывов топливно-воздушных смесей».

36 «Пособие по оценке опасности, связанной с возможными авариями при производстве, хранении, использовании и транспортировке больших количеств пожароопасных, взрывоопасных и токсичных веществ». Межведомственный научно-технический центр «Информатика риска» г. Москва, 1992 г.

37 «Методика по расчету удельных показателей загрязняющих веществ в выбросах (сбросах) в атмосферу (водоемы) на объектах газового хозяйства». «Росгазификация», ГИПРОНИИГАЗ, 1996 г.

38 ПБ 12-529-03 «Правила безопасности систем газораспределения и газопотребления».

39 РД 03-418-01 «Методические указания по проведению анализа риска опасных производственных объектов». Москва, 2001 г., утв. Госгортехнадзором России.

40 ПБ-09-540-03 «Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических и нефтехимических производств».

41 РД 52.04.253-90 «Методика прогнозирования масштабов заражения сильнодействующими ядовитыми веществами при авариях (разрушениях) на химически опасных объектах и транспорте».

42 А.А. Баранов, Н.Д. Поникаров. «Оценка уязвимости и мероприятия по повышению устойчивости промышленных объектов», Москва, 1972г.

43 МДС 81 – 25.2001. Методика определения стоимости строительной продукции на территории РФ, МДС 81-25.2001. – М, 2003.

44 Ионин, А.А. Газоснабжение / А.А. Ионин. – М: Стройиздат, 1988. – 410 с.

45 https://fb.ru/article/475870/reki-kemerovskoy-oblasti-foto-kratkoe-opisanie-spisok.