

Министерство Высшего и Среднего Специального  
Образования Республики Узбекистан.

Самаркандский Государственный Архитектурно-Строительный  
Институт имени Мирзо Улугбека.

Кафедра: «ИГТ,В ва С».

# ДИПЛОМНАЯ РАБОТА

*Тема:* «Газоснабжения Хатирчинского района  
Наваинской области. Газоснабжения 5-этажного жилого  
дома»

*Зав. Кафедра:* катта ўқт. Усмонов Ш. А.

*Руководитель. доц. Эшматов М.М.*

*Выполнил: ст. группы 403-МКК (ИГТ)*

*Анваров Ша*

*роф*

Самарканд 2015 г.

## Содержание

Стр.

Введение

**1. Основания для разработки проекта**.....

**2. Исходные данные**.....

2.1. *НАЧАЛЬНЫЕ СВЕДЕНИЯ О ПРОЕКТИРУЕМОМ РАЙОНЕ*.....

**3. Расчет распределительных сетей нового микрорайона Хатирчи**.....

3.2. Определение годовых расходов газа.....

3.2.1. Бытовое потребление газа.....

3.2.2. Коммунально-бытовое потребление.....

3.2.2.1. Годовой расход газа на больницы.....

3.2.2.2. Годовой расход газа на предприятия общественного питания.....

3.2.2.3. Годовой расход газа хлебозаводами.....

3.2.2.4. Годовой расход газа мелкими потребителями.....

3.2.2.5. Годовой расход газа прачечными и банями.....

3.2.2.6. Годовые расходы газа на отопление.....

3.3. Определение расчетных часовых расходов газа.....

3.4. Выбор системы газоснабжения.....

3.5. Определение оптимального количества сетевых ГРП, выявление зон их действия и расчет количества жителей в этих зонах.....

3.6. Определение расчетных расходов газа сетевыми ГРП.....

3.7. Гидравлический расчет газопроводов.....

3.7.1. Гидравлический расчет тупиковой сети низкого давления.....

3.7.2. Гидравлический расчет кольцевой сети низкого давления  
(для сравнения с принятой схемой).....

3.7.3. Гидравлический расчет газопроводов среднего давления.....

**8. Охрана труда и безопасность жизнедеятельности.....**

**Экология.....**

Список использованных источников.....

## Введение

Газовая промышленность является одной из наиболее динамичных, бурно развивающихся отраслей народного хозяйства. Развитие добычи газа обуславливается ростом газопотребления, который осуществляется, во-первых, путем увеличения объемов использования его в городах, уже газифицированных к настоящему времени, а во-вторых, за счет газификации новых городов и населенных пунктов, в том числе в сельской местности.

Распределительные системы газоснабжения становятся едиными для областей Республики, и для их проектирования, строительства и эксплуатации необходимы глубокие знания специалиста. Рост потребления газа в городах, поселках и сельской местности, а также масштабность распределительных систем ставят перед инженером по газоснабжению новые и сложные задачи, связанные с развитием и реконструкцией систем, повышением их надежности, необходимостью экономичного использования газа и защиты воздушного бассейна от загрязнений.

Распределительные сети являются сложными многокольцевыми системами, экономичное проектирование которых должно базироваться на современных методах оптимизации с учетом вероятностного характера функционирования и обеспечение требуемой надежности подачи газа потребителям.

Эта проблема решается, начиная с проектирования, когда определяются основные параметры системы, и далее непрерывно в течение всего периода эксплуатации. Все достоинства газового топлива могут быть рационально использованы только специалистами, хорошо усвоившими

основы газоснабжения и строго соблюдающими правила безопасности в газовом хозяйстве.

Неоспоримые достоинства газа и наличие его значительных запасов создают

условия для дальнейшего развития газоснабжения страны.



# 1.НАЧАЛЬНЫЕ СВЕДЕНИЯ О ПРОЕКТИРУЕМОМ РАЙОНЕ

## 1.1.Основания для разработки проекта.

Снабжение природным газом городов и населенных пунктов имеет своей целью:

- \* улучшение бытовых условий населения;
- \* замену более дорогого твёрдого топлива или электроэнергии в тепловых процессах на промышленных предприятиях, тепловых электростанциях, на коммунально-бытовых предприятиях, в лечебных учреждениях, предприятиях общественного питания и т. п.;
- \* улучшение экологической обстановки в городах и населенных пунктах, так как природный газ при сгорании практически не выделяет в атмосферу вредных газов.

Природный газ подается в города и поселки по магистральным газопроводам, начинающимся от мест добычи газа (газовых месторождений) и заканчивающихся у газораспределительных станций (ГРС), расположенных возле городов и поселков.

Для снабжения газом всех потребителей на территории городов строится распределительная газовая сеть, оборудуются газорегуляторные пункты или установки (ГРП и ГРУ), сооружаются необходимые для эксплуатации газопроводов контрольные пункты и другое оборудование. На территории городов и посёлков газопроводы прокладываются подземно. На территории промышленных предприятий и тепловых электростанций газопроводы прокладываются над землей на отдельно стоящих опорах, по эстакадам, а также по стенам и крышам производственных зданий. Прокладку газопроводов выполняют в соответствии с требованиями КМК 2.04.08-96 Газ таъминоти.Ташкент 1996г.

Природный газ используется населением для сжигания в бытовых газовых приборах: плитах, водяных газовых нагревателях, в

отопительных котлах. На предприятиях коммунально-бытового обслуживания населения газ используется для получения горячей воды и пара, выпечки хлеба, приготовления пищи столовых и ресторанах, отопления помещений. В лечебных учреждениях природный газ используется для санитарной обработки, приготовления горячей воды, для

приготовления пищи. На промышленных предприятиях газ сжигают в первую

очередь в котлах и промышленных печах. Его также используют технологических процессах для тепловой обработки изделий, выпускаемых предприятием. В сельском хозяйстве природный газ используется для приготовления корма животным, для обогрева сельскохозяйственных зданий, в производственных мастерских.

При проектировании газовых сетей городов и поселков приходится решать следующие вопросы:

- \* определить всех потребителей газа на газифицируемой территории;
- \* определить расход газа для каждого потребителя;
- \* определить места прокладки распределительных газопроводов;
- \* определить диаметры всех газопроводов;
- \* подобрать оборудование для всех ГРП(ГРПШ) и ГРУ и определить места их расположения;
- \* подобрать всю запорную арматуру (задвижки, краны, вентили);
- \* определить места установки контрольных трубок и электродов для контроля за состоянием газопроводов время их эксплуатации;
- \* разработать способы прокладки газопроводов при их пересечении с другими коммуникациями (дорогами, теплотрассами, реками, оврагами и т.п.);
- \* определить сметную стоимость строительства газопроводов и всех сооружений на них;

\* разобрать мероприятия для безопасной эксплуатации газопроводов.

Объем решаемых вопросов из приведенного перечня определяется заданием на дипломный проект.

## **1.2. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ О НОВОМ ПРОЕКТИРУЕМОМ РАЙОНЕ ХАТЫРЧИ.**

**ХАТЫРЧИ** - район Наваинской области. С севера граничит с Нуратинским, с северо – востока Кушрабадским, с юга по реке Заравшан с Нарпайским и Пахтачинскими районами Самаркандской области, с запада Навбахорским районом Наваинской области.

**Площадь 1, 37 тыс км<sup>2</sup> . Население 143, 9 тысяч человек.**

**В районе 1 город (Янгиработ), 1 городок(Лангар) и 8 коммитетов сельских жителей.**

**Территория района на севере включает в себя Нуратинские горы и предгорные склоны на юге долины реки Карадарья и Сырдарья и частично реки Зарафшан.**

**Природа резкоконтинентальная. Среднегодовая температура 13, 5° С.**

**Среднегодовая температура января -1, 7° С. Самая жаркая температура +33°С**

**Средняя температура июля 28, 7°С, самая высокая температура+ 44°С**

**Период вегитации- 212 дней.**

**Годовая норма осадков на северной горной местности 300мм, а на равнинах гота 200мм.**

**Грунт на предгорных местностях типичный лесс, а на огромном готе распространены супль, алловал, целина целинно-болотный грунты.**

**Водными ресурсами являются реки Карадарья, Сырдарья и Зерафшан и несколько саев.**

**Средняя плотнтсть населения -105 человек на 1 км<sup>2</sup>.**

**На территории района зарегистрировано 2, 1 тысяч предприятий, в том числе 109 крупных предприятий.**

**Работает совместное предприятие «Лангар. Уз. Рос»**

**Кроме вышеуказанных действует хлопкоочистительный завод, хлебокомбинат**

**М Г П**

## 2.Определение годовых расходов газа.

Годовое потребление газа населенным пунктом определяют в соответствии с нормами потребления и численностью населения по отдельным видам нагрузок:

- а) бытовое потребление;
- б) коммунально-бытовое потребление;
- в) потребление на отопление и горячее водоснабжение;
- г) промышленное потребление.

### 2.1. Бытовое потребление газа

Численность населения по заданной плотности населения и площади района города:

$$N=F \times m$$

где: N - численность населения, чел;

F - площадь застройки, га;

m - плотность населения, чел/га.

$$N=95 \times 100 = 9500(\text{чел})$$

Бытовое потребление газа в год можно подсчитать по формуле:

$$V_{\text{год}}^{\text{быт}} = (N \times Y \times q_k) / Q_n$$

где: Y – степень охвата населения газоснабжением – 1;

$Q_n$  – низшая теплота сгорания природного газа, МДж/м<sup>3</sup> ;

$q_k$  – норма расхода теплоты ( в нашем случае выбираем значение 8000 МДж (год \* чел), при отсутствии ЦГВ и при наличии газовой плиты и газового водонагревателя ,предназначенного для ГВС).

$$V_{\text{год}}^{\text{быт}} = (9500 \times 1 \times 8000) / 36,4 = 0,21 \times 10^7 \text{ м}^3/\text{год}$$

## 2.2. Коммунально-бытовое потребление.

Расход газа на коммунально-бытовые нужды определяют в зависимости от количества потребителей и норм расходования ими газа.

Газификация коммунальных предприятий и учреждений составляет 80 % от общего числа.

## 2.3.. Годовой расход газа на больницы.

$$V_{\text{бол}} = (12/1000 \times Y_{\text{б}} \times N (q_{\text{гв}} + q_{\text{пп}})) / Q_{\text{н}}$$

где: 12/1000 - 12 копеек на 1000 жителей;

$Y_{\text{б}}$  – охват газоснабжением больниц – 0,8;

$q_{\text{гв}}$  и  $q_{\text{пп}}$  соответственно норма потребления теплоты больницами на приготовление горячей воды и приготовления пищи.

$$q_{\text{гв}} = 9200 \text{ МДж}, q_{\text{пп}} = 3200 \text{ МДж}$$

$$V_{\text{бол}} = (12/1000 \times 0,8 \times 9500 (9200 + 3200)) / 36,4 = 0,31 \cdot 10^5 \text{ м}^3/\text{год}$$

## 2.4. Годовой расход газа на предприятия общественного питания.

Предприятиями общественного питания пользуются 25-30% от общего числа.

$$V_{\text{оп}} = (360 \times Z_{\text{оп}} \times Y_{\text{оп}} \times N \times q_{\text{оп}}) / Q_{\text{н}}$$

где: 360 - количество рабочих дней в году;

$Z_{\text{оп}}$  - доля жителей пользующихся столовыми - 30%;

$Y_{\text{оп}} = 0,65 - 0,85$  - доля столовых использующих природный газ;

$q_{\text{оп}} = 2,1 \text{ МДж}$  - норма расхода тепла (на 1 завтрак или ужин).

$$V_{\text{оп}} = (360 \times 0,3 \times 0,8 \times 9500 \times 2,1) / 36,4 = 0,47 \cdot 10^5 \text{ м}^3/\text{год}$$

## 2.5. Годовой расход газа хлебозаводами.

$$V_{xz} = (0,7 \times (365/1000) \times Y_{xz} \times N \times Q_{xz}) / Q_H$$

где: 0,7- объем суточной выпечки (в тоннах) на 1000 жителей;

$Y_{xz}$ - охват газоснабжением хлебозаводов – 0,8;

$Q_{xz}$ - удельный расход тепла на выпечку хлеба – 5470 МДж.

$$V_{xz} = (0,7 \times (365/1000) \times 0,8 \times 9500 \times 5470) / 36,4 = 0,29 \times 10^6 \text{ м}^3/\text{ГОД}$$

## 2.6. Годовой расход газа мелкими потребителями.

$$V_{мп} = V_{год}^{быт} \times 0,05$$

$$V_{мп} = 0,21 \times 10^7 \times 0,05 = 0,1 \times 10^6 \text{ м}^3/\text{ГОД}$$

## 2.7. Годовой расход газа прачечными и банями.

$$V_{пр} = (N \times (100/1000) \times Z_{пр} \times Y_{пр} \times Q_{пр}) / Q_H$$

где:  $Z_{пр}$ - степень охвата населения прачечными – 0,2;

$Y_{пр}$ - охват прачечных газоснабжением – 0,8;

100/1000- норма накопления белья (100 т ) на 1000 жителей;

$Q_{пр}$ - расход тепла на обработку 1 т белья – 8800 МДж.

$$V_{пр} = (9500 \times (100/1000) \times 0,2 \times 0,8 \times 8800) / 36,4 = 0,37 \times 10^5 \text{ м}^3/\text{ГОД}$$

## 2.8. Годовой расход газа на отопление.

В данном населенном пункте отопление жилых домов обеспечивается местными отопительными установками (МОУ).

Площадь отапливаемую от местных отопительных установок можно найти по формуле:

$$A_{моу} = N \times 18 \times Z$$

где: N- число жителей;

18- жилищная обеспеченность м<sup>2</sup>;

Z- доля местных отопительных установок– 1.

$$A_{\text{моу}}=9500 \times 18 \times 1=171000 \text{ м}^2$$

Максимальный тепловой поток можно найти по формуле:

$$Q_{0\text{max}}= A_{\text{моу}} \times Q_0$$

где:  $Q_0$  – удельный тепловой поток Вт/ м<sup>2</sup> (для нашего района  $Q_0=160$ ).

$$Q_{0\text{max}}= 171000 \times 160 = 29583000 \text{ Вт}$$

Средний тепловой поток находим по формуле:

$$Q_{\text{от. ср}} = Q_{0\text{max}}((t_{\text{в}} - t_{\text{от ср}})/(t_{\text{в}} - t_{\text{от п}}))$$

$$Q_{\text{от. ср}} = 29583000 ((18 - 2,7)/(18 + 16)) = 13312350 \text{ Вт}$$

Годовой расход тепла на отопление, кДж, находим по формуле (ссыл)

$$Q_{\text{от. теп.}} = 86,4 \times Q_{\text{от. ср}} \times n_0$$

$$Q_{\text{от. теп.}} = 86,4 \times 13312350 \times 148 = 170227681920 \text{ кДж/год}$$

Годовой расход газа на МОУ, м<sup>3</sup>/год, находим по формуле:

$$Q_{\text{год моу}} = Q_{\text{от. теп.}} / (Q_{\text{н}} \times \eta)$$

$$Q_{\text{год моу}} = 170227681920 / (36400 \times 0,85) = 0,56 \times 10^7 \text{ м}^3$$

### **3. Определение расчетных часовых расходов газа.**

При проектировании систем газоснабжения населенного пункта необходимо определить расчетные часовые расходы газа на всех участках системы газоснабжения.

Общее потребление на бытовые и коммунальные нужды населения условно разделяют на два вида.

К первому виду относят расход газа на хозяйственно – бытовые и мелкие коммунальные нужды населения, ко второму – предприятия коммунального хозяйства.

Для газоснабжения первого вида потребителей применяют, в основном, сети

низкого давления (менее 5кПа). В последнее время для этой цели разработана прогрессивная схема газоснабжения среднего давления с использованием домовых регуляторов давления.

Для второго вида потребителей используются сети среднего или высокого давления.

Определение расходов газа на бытовые и коммунально-бытовые нужды представляет сложную задачу, так как зависит от многих факторов, влияющих на потребление газа (от типа устанавливаемых в квартире газовых приборов, степени благоустройства и населенности жилых квартир, степени охвата потребителей централизованным теплоснабжением, характера объекта, степени развития коммунально-бытового обслуживания населения, уклада жизни населения).

Расчетные часовые расходы газа можно определить несколькими способами: по годовым нормам расхода газа потребителями; номинальным расходам газа газовыми приборами; тепловой производительности газоиспользующих установок и укрупненным показателям.

Определение расходов газа по номинальным расходам газовых приборов производится в том случае, когда известно их количество и тип. При отсутствии таких данных расход газа определяется по годовым нормам в соответствии с [2].

В течение всего года газ потребляется неравномерно. Различают сезонную, суточную и часовую неравномерность.

Сезонная неравномерность потребления газа на отопление вызывается повышенным газопотреблением в зимние месяцы, которое изменяется соответственно температуре наружного воздуха.

Неравномерность потребления газа по дням недели вызвана повышением расхода газа на хозяйственно-бытовые нужды населения в предвыходные и предпраздничные дни, а также зависит от режима работы промышленных предприятий.

Неравномерность потребления газа по часам суток возникает от понижения расхода газа в ночное время на хозяйственно-бытовые нужды населения, а также

зависит от режима работы промышленных предприятий. Поэтому для обеспечения бесперебойности снабжения потребителей система газоснабжения рассчитывается на максимальный часовой расход газа.

За максимальный часовой расход газа принимается средний расход газа за час максимального потребления.

При расчете систем распределения газа очень часто представляется возможным установить число подлежащих газоснабжению квартир и, тем более, газовых приборов (в особенности для вновь проектируемых районов и городов). Поэтому при проектировании систем распределения газа на хозяйственно-бытовые и коммунальные нужды рекомендуется определять как долю годового расхода по формуле:

$$V_{\text{час}}^{\text{max}} = K_{\text{max}} \times V_{\text{год}} \quad (2)$$

где  $V_{\text{час}}^{\text{max}}$  - максимальный расчетный часовой расход газа при температуре  $0^{\circ}$  и давлении газа 0,1 МПа, м<sup>3</sup>/ч

$K_{\text{max}}$  - коэффициент часового максимума (коэффициент перехода от годового расхода к максимальному часовому расходу газа), принимается по табл. 2.

$V_{\text{год}}$  - годовой расход газа, м<sup>3</sup>/год

Значение коэффициента часового максимума для населения

Таблица 1.

<b>Число жителей, снабжаемых газом, тыс. чел</b>	<b>Значения <math>K_{\text{max}}</math></b>
1	1/1800
2	1/2000
3	1/2050
5	1/2100
10	1/2200

20	1/2300
30	1/2400
40	1/2500
50	1/2600
100	1/2800

Годовые расходы газа для жилых домов, предприятий бытового обслуживания населения, общественного питания, предприятий по производству хлеба, а также учреждений здравоохранения определяются по нормам теплоты. Кроме перечисленных потребителей, в любом населенном пункте имеется еще ряд мелких предприятий, учесть которые затруднительно. В связи с этим при расчете годовых расходов газа расход газа на эти предприятия следует принимать в размере до 5% от суммарного расхода теплоты на жилые дома. Значение коэффициента часового максимума для предприятий коммунального хозяйства принимается по табл. 2.

Таблица 2.

<b>Предприятия</b>	<b>Коэффициент часового максимума расхода газа</b>
Прачечные	1/2900
Бани	1/2700
Больницы	1/2500-1/3500
Общественного питания	1/2000
Хлебозаводы	1/6000

Определение максимальных часовых расходов газа для коммунально- бытовых потребителей.

$$Q_{p.ч.}^{быт} = K^{max} \times V_{год}^{быт}$$

$$Q_{p.ч.}^{быт} = 1/2180 \times 0,21 \times 10^7 = 963 \text{ м}^3/\text{час}$$

$$Q_{p.ч.}^{пр} = K^{max} \times V_{год}^{пр}$$

$$Q_{p.ч.}^{п.п.} = 1/2900 \times 0,37 * 10^5 = 12,7 \text{ м}^3/\text{час}$$

$$Q_{p.ч.}^{\text{бан}} = K^{\text{max}} \times V_{\text{год}}^{\text{бан}}$$

$$Q_{p.ч.}^{\text{бан}} = 1/2700 \times 0,43 * 10^5 = 16 \text{ м}^3/\text{час}$$

$$Q_{p.ч.}^{\text{м.п.}} = K^{\text{max}} \times V_{\text{год}}^{\text{м.п.}}$$

$$Q_{p.ч.}^{\text{м.п.}} = 1/2700 \times 0,1 * 10^6 = 37 \text{ м}^3/\text{час}$$

$$Q_{p.ч.}^{\text{о.п.}} = K^{\text{max}} \times V_{\text{год}}^{\text{о.п.}}$$

$$Q_{p.ч.}^{\text{о.п.}} = 1/2000 \times 0,47 * 10^5 = 23,5 \text{ м}^3/\text{час}$$

$$Q_{p.ч.}^{\text{бол}} = K^{\text{max}} \times V_{\text{год}}^{\text{бол}}$$

$$Q_{p.ч.}^{\text{бол}} = 1/2700 \times 0,31 * 10^5 = 11,5 \text{ м}^3/\text{час}$$

$$Q_{p.ч.}^{\text{хз}} = K^{\text{max}} \times V_{\text{год}}^{\text{хз}}$$

$$Q_{p.ч.}^{\text{хз}} = 1/6000 \times 0,29 * 10^6 = 48 \text{ м}^3/\text{час}$$

Максимальный часовой расход газа для местных отопительных установок (МОУ) определяем по формуле:

$$Q_{p.ч.}^{\text{моу}} = K^{\text{max}} \times Q_{\text{год}}^{\text{моу}}$$

$$Q_{p.ч.}^{\text{моу}} = 1/2370 \times 0,56 * 10^7 = 2463 \text{ м}^3/\text{час}$$

## 4.Выбор системы газоснабжения

Для сельских населенных пунктов с небольшим населением целесообразно проектировать двухступенчатую систему со средним и низким давлением. Сети среднего давления будут закольцованы, по которым газ будет поступать в хлебозавод, котельную, а также в потребители требующие среднего давления. Также через сети среднего давления газ поступает в ГРП, по которым газ подается в сети низкого давления, снижая при этом давление до необходимого. В свою очередь сети низкого давления будут запроектированы по тупиковой схеме, которая была выбрана в результате технико-экономического сравнения с кольцеванием той же сети. Подробно о технико-экономическом сравнении будет разъяснено в одном из следующих разделов.

## **5. Определение оптимального количества сетевых ГРП, выявление зон их действия и расчет количества жителей в этих зонах.**

При проектировании многоступенчатых систем газоснабжения населенных пунктов возникает необходимость определения оптимального количества точек питания сети низкого давления, то есть выбора оптимального количества газорегуляторных пунктов. Для расчета годового расхода газа потребителям населенного пункта необходимо определить количество жителей в населенном пункте (в целом и по отдельным кварталам).

С уменьшением количества ГРП (с увеличением радиуса их действия) снижаются приведенные затраты в ГРП и подводящие газопроводы среднего давления к ним. С другой стороны, при этом возрастают приведенные затраты в распределительные сети низкого давления за счет увеличения их среднего диаметра.

Количество жителей определяется по формуле [22]:

$$N = S \cdot П,$$

где  $S$  – площадь квартала в красных линиях застройки, Га;

$П$  – расчетная плотность населения, чел/Га.

Размеры кварталов определяем по генплану города. Результаты расчета заносим в табл.4

Количество ГРП для газоснабжения бытовых и мелких коммунальных потребителей определяем по формуле:

$$n = \frac{F}{2 \cdot R_{opt}^2},$$

где  $R_{\text{опт}}$  – оптимальный радиус действия ГРП, км.  $R_{\text{опт}}=0,8\text{км}$  [2], тогда:

$$n = \frac{1550000}{2 \cdot 500^2} = 3,1$$

Принимаем  $n=4$  ГРП. Расчетная плотность застройки, принимается в зависимости от зоны различной степени градостроительной ценности территории и климатического подрайона, в котором расположен населенный пункт.

ГРП1 обслуживает кварталы: 1, 2, 3, 6, 7, 8, 11, 12, 13 с общим числом жителей 2800.

ГРП2 обслуживает кварталы: 4, 5, 9, 10, 14, 15 с общим числом жителей 2900.

ГРП3 обслуживает кварталы: 16, 17, 18, 21, 22, 23 с общим числом жителей 2000.

ГРП4 обслуживает кварталы: 19, 20, 24, 25 с общим числом жителей 1800.

Полученные результаты заносим в таблицу 3.

Расчет количества жителей в селении.

Таблица 3.

Номер квартала	Площадь квартала, га	Плотн.насел.чел/га	Количество жителей, чел
<b>Зона действия ГРП 1</b>			
1	2,6	100	260
2	1,9	100	190
3	5	100	500
6	2,5	100	250
7	1,8	100	180
8	4,2	100	420
11	3	100	300
12	2	100	200
13	5	100	500
			2800
<b>Зона действия ГРП 2</b>			
4	4,5	100	450
5	5,5	100	550
9	4,3	100	430
10	5	100	500
14	4,7	100	470

15	5	100	500
			2900
<b>Зона действия ГРП 3</b>			
16	3,5	100	350
17	2,2	100	220
18	5,3	100	530
21	2,8	100	280
22	1,8	100	180
23	4,4	100	440
			2000
<b>Зона действия ГРП 4</b>			
19	5,3	100	530
20	4,7	100	470
24	4,5	100	450
25	3,5	100	350
			1800
<b><math>\Sigma=9500</math> чел</b>			

## **6.Определение расчетных расходов газа сетевыми ГРП.**

Чтобы найти расчетные расходы газа отдельно для каждого ГРП, необходимо определить расходы на бытовые нужды, на отопление, а также нагрузку сосредоточенных потребителей.

Годовые расходы на бытовые нужды определяем по формуле:

$$Q_{\text{быт}}^{\text{грп№}} = (N \times Y \times q_k) / Q_H$$

$$Q_{\text{быт}}^{\text{грп1}} = (2800 \times 1 \times 8000) / 36,4 = 0,61 \cdot 10^6 \text{ м}^3/\text{год}$$

$$Q_{\text{быт}}^{\text{грп2}} = (2900 \times 1 \times 8000) / 36,4 = 0,63 \cdot 10^6 \text{ м}^3/\text{год}$$

$$Q_{\text{быт}}^{\text{грп3}} = (2000 \times 1 \times 8000) / 36,4 = 0,44 \cdot 10^6 \text{ м}^3/\text{год}$$

$$Q_{\text{быт}}^{\text{грп4}} = (2000 \times 1 \times 8000) / 36,4 = 0,39 \cdot 10^6 \text{ м}^3/\text{год}$$

Годовые расходы на МОУ определяем по формуле:

$$Q_{\text{год}}^{\text{моу}} = Q_{\text{от.теп}} / (Q_H \times \eta)$$

$$Q_{\text{год}}^{\text{моу1}} = 48402191360 / (36400 \times 0,85) = 0,18 \cdot 10^7 \text{ м}^3/\text{год}$$

$$Q_{\text{год}}^{\text{моу}2} = 46059412480 / (36400 \times 0,85) = 0,17 * 10^7 \text{ м}^3/\text{год}$$

$$Q_{\text{год}}^{\text{моу}3} = 33144422400 / (36400 \times 0,85) = 0,11 * 10^7 \text{ м}^3/\text{год}$$

$$Q_{\text{год}}^{\text{моу}4} = 29829980160 / (36400 \times 0,85) = 0,1 * 10^7 \text{ м}^3/\text{год}$$

Максимальные часовые расходы определяем по формуле:

$$Q_{\text{р.ч.}}^{\text{быт}} = K^{\text{max}} \times Q_{\text{быт}}^{\text{грп№}}$$

$$Q_{\text{р.ч.}}^{\text{быт}1} = 1/2000 \times 0,61 * 10^6 = 355 \text{ м}^3/\text{час}$$

$$Q_{\text{р.ч.}}^{\text{быт}2} = 1/2000 \times 0,63 * 10^6 = 365 \text{ м}^3/\text{час}$$

$$Q_{\text{р.ч.}}^{\text{быт}3} = 1/2000 \times 0,44 * 10^6 = 270 \text{ м}^3/\text{час}$$

$$Q_{\text{р.ч.}}^{\text{быт}4} = 1/2000 \times 0,39 * 10^6 = 245 \text{ м}^3/\text{час}$$

$$Q_{\text{р.ч.}}^{\text{моу}} = K^{\text{max}} \times Q_{\text{год}}^{\text{моу}}$$

$$Q_{\text{р.ч.}}^{\text{моу}1} = 1/2370 \times 0,18 * 10^7 = 760 \text{ м}^3/\text{час}$$

$$Q_{\text{р.ч.}}^{\text{моу}2} = 1/2370 \times 0,17 * 10^7 = 717 \text{ м}^3/\text{час}$$

$$Q_{\text{р.ч.}}^{\text{моу}3} = 1/2370 \times 0,11 * 10^7 = 514 \text{ м}^3/\text{час}$$

$$Q_{\text{р.ч.}}^{\text{моу}4} = 1/2370 \times 0,1 * 10^7 = 472 \text{ м}^3/\text{час}$$

Общие максимальные часовые расходы определяем суммированием расходов на бытовые нужды, МОУ, а также нагрузок сосредоточенных потребителей (больница, хлебозавод, прачечная и др.)

$$Q_{\text{р.ч.}}^{\text{грп1}} = Q_{\text{р.ч.}}^{\text{быт}} + Q_{\text{р.ч.}}^{\text{моу}} + Q_{\text{р.ч.}}^{\text{бан}}$$

$$Q_{\text{р.ч.}}^{\text{грп1}} = 355 + 760 + 16 = 1131 \text{ м}^3/\text{час}$$

$$Q_{\text{р.ч.}}^{\text{грп2}} = Q_{\text{р.ч.}}^{\text{быт}} + Q_{\text{р.ч.}}^{\text{моу}} + Q_{\text{р.ч.}}^{\text{бол}}$$

$$Q_{\text{р.ч.}}^{\text{грп2}} = 365 + 717 + 11,5 = 1093 \text{ м}^3/\text{час}$$

$$Q_{\text{р.ч.}}^{\text{грп3}} = Q_{\text{р.ч.}}^{\text{быт}} + Q_{\text{р.ч.}}^{\text{моу}} + Q_{\text{р.ч.}}^{\text{о.п.}}$$

$$Q_{\text{р.ч.}}^{\text{грп3}} = 270 + 514 + 23,5 = 808 \text{ м}^3/\text{час}$$

$$Q_{p.ч.}^{грп4} = Q_{p.ч.}^{быт} + Q_{p.ч.}^{моу} + Q_{p.ч.}^{м.п.}$$

$$Q_{p.ч.}^{грп4} = 245 + 472 + 37 = 754 \text{ м}^3/\text{час}$$

## 7. Гидравлический расчет газопроводов.

Целью гидравлического расчёта газопроводов является определение диаметров распределительных газопроводов при условии обеспечения нормального и экономичного газоснабжения всех потребителей в часы максимального газопотребления при максимально-допустимых перепадах давления. В данном дипломном проекте будет проведен гидравлический расчет сетей низкого и среднего давления, при этом, для сетей низкого давления, будет посчитан сравнительный вариант с кольцеванием сети.

### 7.1. Гидравлический расчет тупиковой сети низкого давления.

Расчет тупиковых газовых сетей производится в следующей последовательности:

1. Показываем трассировку сетей, т.е. направления потоков газа.
2. Проводим нумерацию участков и указываем длины участков.
3. Определяем удельные путевые расходы газа в газопроводе.
4. Определяем путевые и транзитные расходы газа на участках сети.
5. Определяем расчетные расходы газа на участке.

6. Определяются средние ориентировочные удельные потери давления на расчетной ветке от точки подключения к распределительному газопроводу до наиболее удаленного газифицированного здания:

$$R_{оп}^{ср} = \frac{250}{1.1 \times \sum l}, \quad (16)$$

где 250 – нормативный перепад давления, Па, по [22];

1,1 – 10 % на местные сопротивления;

$\sum l$  – суммарная длина расчетной ветки, м;

7. Диаметры участков газопроводов определяют по расчетному расходу газа  $V_p$

Таблица 4.

,

Участок	Длина участка, м	Удельный путевой расход газа	Расход газа			
			Q <sub>пут</sub>	0,55 Q <sub>пут</sub>	Q <sub>гр</sub>	Q <sub>р</sub>
1	2	3	4	5	6	7
1-2	170	0,418	71,06	39,083	526,68	565,763
2-3	110	0,418	45,98	25,289	367,84	393,129
3-4	250	0,418	104,5	57,475	0	57,475
2-5	170	0,418	71,06	39,083	41,8	80,883
5-6	100	0,418	41,8	22,99	0	22,99
3-7	200	0,418	83,6	45,98	179,74	225,72
7-8	250	0,418	104,5	57,475	0	57,475
7-12	180	0,418	75,24	41,382	0	41,382
1-9	150	0,418	62,7	34,485	681,34	715,825
9-10	160	0,418	66,88	36,784	75,24	112,024
10-11	180	0,418	75,24	41,382	0	41,382
9-13	180	0,418	75,24	41,382	463,98	505,362
13-14	160	0,418	66,88	36,784	313,5	350,284
14-15	100	0,418	41,8	22,99	188,1	211,09
15-16	250	0,418	104,5	57,475	0	57,475
13-17	200	0,418	83,6	45,98	0	45,98
14-18	200	0,418	83,6	45,98	0	45,98
15-19	200	0,418	83,6	45,98	0	45,98
20-21	250	0,411	102,75	56,5125	489,09	545,6025
21-23	200	0,411	82,2	45,21	123,3	168,51
23-24	300	0,411	123,3	67,815	0	67,815
21-22	300	0,411	123,3	67,815	160,29	228,105
22-25	200	0,411	82,2	45,21	78,09	123,3
25-29	190	0,411	78,09	42,9495	0	42,9495
20-26	200	0,411	82,2	45,21	718,85	764,06
26-27	250	0,411	102,75	56,5125	73,98	130,4925
27-28	180	0,411	73,98	40,689	0	40,689
26-30	180	0,411	73,98	40,689	468,54	509,229
30-31	250	0,411	102,75	56,5125	283,59	340,1025
31-32	280	0,411	115,08	63,294	86,31	149,604
30-33	200	0,411	82,2	45,21	0	45,21
31-34	200	0,411	82,2	45,21	0	45,21
32-35	210	0,411	86,31	47,4705	0	47,4705
36-37	160	0,358	57,28	31,504	565,64	597,144
37-40	220	0,358	78,76	43,318	35,8	79,118
40-41	100	0,358	35,8	19,69	0	19,69
37-38	100	0,358	35,8	19,69	415,28	434,97

М <sup>3</sup> /ч, и	38–39	250	0,358	89,5	49,225	0	49,225
	38–44	220	0,358	78,76	43,318	247,02	290,338
	44–45	250	0,358	89,5	49,225	0	49,225
	44–50	190	0,358	68,02	37,411	89,5	126,911
	50–51	250	0,358	89,5	49,225	0	49,225
	36–42	220	0,358	78,76	43,318	282,62	325,938
	42–43	160	0,358	57,28	31,504	68,02	99,524
	43–46	190	0,358	68,02	37,411	0	37,411
	42–47	200	0,358	71,6	39,38	85,92	125,3
	47–48	140	0,358	50,12	27,566	35,8	63,366
	48–49	100	0,358	35,8	19,69	0	19,69
	52–53	240	0,317	76,08	41,844	358,1	399,944
	53–55	220	0,317	69,74	38,357	0	38,357
	53–54	250	0,317	79,25	43,5875	209,22	252,8075
	54–59	220	0,317	69,74	38,357	139,48	177,837
	59–58	250	0,317	79,25	43,5875	0	43,5875
	59–64	190	0,317	60,23	33,1265	0	33,1265
	52–56	230	0,317	72,91	40,1005	326,51	366,6105
	56–57	190	0,317	60,23	33,1265	60,23	93,3565
	57–60	190	0,317	60,23	33,1265	0	33,1265
56–61	190	0,317	60,23	33,1265	145,82	178,9465	
61–62	210	0,317	66,57	36,6135	79,25	115,8635	
62–63	250	0,317	79,25	43,5875	0	43,5875	

значению удельных ориентировочных потерь давления  $R_{op}^{cp}$ , Па/м.

Расчетная таблица заполняется в следующей последовательности:

1. Ориентируясь по средней удельной потере давления и расчетным расходам газа на участках, по приложению подбираем диаметры газопроводов на участках сети.
2. Для выбранных диаметров газопроводов на участках по приложению определяем действительные удельные потери давления.
3. Умножая действительные потери давления на участках на длину этих участков, определяем полные потери давления на каждом участке.
4. Суммируем потери давления на участках расчетной ветки и результат сравниваем с нормативным расчетным перепадом давления.

В случае недоиспользования или превышения расчетного перепада давления изменяем диаметр газопровода на одном или нескольких участках с тем, чтобы свести невязку до величины не более 10 %. Результаты расчета представлены в таблице № 4.

Таблица 5.

№ Участка	L,м	Qp,м3/ч	дн x S,мм	ΔP/L Па/м	ΔP,Па	
1	2	3	4	5	6	
<b>ГРП 1</b>						
1-2	170	565,763	273 x 7	0,25	42,5	
2-3	110	393,129	219 x 6	0,41	45,1	
3-4	250	57,475	108 x 4	0,5	125	
2-5	170	80,883	114 x 4	0,75	127,5	
5-6	100	22,99	76 x 3	0,45	45	
3-7	200	225,72	159 x 4	0,75	150	
7-8	250	57,475	108 x 4	0,5	125	
7-12	180	41,382	89 x 3	0,6	108	<b>Σ=768 па</b>
1-9	150	715,825	273 x 7	0,6	90	
9-10	160	112,024	133 x 4	0,6	96	
10-11	180	41,382	89 x 3	0,6	108	
9-13	180	505,362	219 x 6	0,7	126	
13-14	160	350,284	219 x 6	0,3	48	
14-15	100	211,09	159 x 4	0,6	60	
15-16	250	57,475	108 x 4	0,5	125	
13-17	200	45,98	89 x 3	0,62	124	
14-18	200	45,98	89 x 3	0,62	124	
15-19	200	45,98	89 x 3	0,62	124	<b>Σ=1025 па</b>
<b>ГРП 2</b>						
20-21	250	545,6025	219 x 6	0,6	150	
21-23	200	168,51	140 x 4,5	0,7	140	
23-24	300	67,815	108 x 4	0,52	156	
21-22	300	228,105	159 x 4	0,63	189	
22-25	200	123,3	133 x 4	0,51	102	
25-29	190	42,9495	89 x 3	0,51	96,9	<b>Σ=834 па</b>
20-26	200	764,06	273 x 7	0,35	70	
26-27	250	130,4925	140 x 4,5	0,32	80	
27-28	180	40,689	89 x 3	0,5	90	
26-30	180	509,229	219 x 6	0,6	108	
30-31	250	340,1025	219 x 6	0,32	80	
31-32	280	149,604	140 x 4,5	0,51	142,8	
30-33	200	45,21	89 x 3	0,57	114	

31-34	200	45,21	89 x 3	0,57	114	
32-35	210	47,4705	89 x 3	0,42	88,2	$\Sigma=887$ па
<b>ГРП 3</b>						
36-37	160	597,144	273 x 7	0,42	67,2	
37-40	220	79,118	114 x 4	0,54	118,8	
40-41	100	19,69	76 x 3	0,35	35	
37-38	100	434,97	219 x 6	0,6	60	
38-39	250	49,225	89 x 3	0,38	95	
38-44	220	290,338	219 x 6	0,25	55	
44-45	250	49,225	89 x 3	0,38	95	
44-50	190	126,911	133 x 4	0,48	91,2	
50-51	250	49,225	89 x 3	0,38	95	$\Sigma=712$ па
36-42	220	325,938	219 x 6	0,28	61,6	
42-43	160	99,524	133 x 4	0,4	64	
43-46	190	37,411	89 x 3	0,42	79,8	
42-47	200	125,3	133 x 4	0,39	78	
47-48	140	63,366	108 x 4	0,5	70	
48-49	100	19,69	76 x 3	0,35	35	$\Sigma=388$ па
<b>ГРП 4</b>						
52-53	240	399,944	219 x 6	0,4	96	
53-55	220	38,357	89 x 3	0,32	70,4	
53-54	250	252,8075	159 x 4	0,36	90	
54-59	220	177,837	140 x 4,5	0,6	132	
59-58	250	43,5875	89 x 3	0,62	155	
59-64	190	33,1265	89 x 3	0,43	81,7	$\Sigma=625$ па
52-56	230	366,6105	219 x 6	0,25	57,5	
56-57	190	93,3565	133 x 4	0,45	85,5	
57-60	190	33,1265	89 x 3	0,43	81,7	
56-61	190	178,9465	140 x 4,5	0,58	110,2	
61-62	210	115,8635	133 x 4	0,57	119,7	
62-63	250	43,5875	89 x 3	0,62	155	$\Sigma=610$ па

## 8. Гидравлический расчет кольцевой сети низкого давления (для сравнения с принятой схемой).

Для технико-экономического сравнения с принятой схемой газоснабжения был произведен расчет кольцевой сети низкого давления. Результаты расчетов приведены в таблицах 6. и 7.

Таблица 6.

участок	Длина участка, м	Удельный путь расход газа	Расход газа			
			Qпуг	0,55 Qпуг	Q гр	Q р
1	2	3	4	5	6	7
1-2	170	0,312	53,04	29,172	856,38	885,552
2-3	110	0,312	34,32	18,876	650,46	669,336
3-4	250	0,312	78	42,9	391,5	434,4
5-4	240	0,363	87,12	47,916	391,5	439,416
6-5	300	0,363	108,9	59,895	948	1007,895
1-7	150	0,312	46,8	25,74	474,24	499,98
2-8	170	0,312	53,04	29,172	118,56	147,732
3-9	200	0,312	62,4	34,32	118,56	152,88
4-10	200	0,675	135	74,25	256,5	330,75
5-11	200	0,363	72,6	39,93	137,94	177,87
6-12	200	0,363	72,6	39,93	539,97	579,9
7-8	160	0,312	49,92	27,456	109,2	136,656
8-9	100	0,312	31,2	17,16	78	95,16
9-10	250	0,312	78	42,9	121,5	164,4
11-10	240	0,363	87,12	47,916	121,5	169,416
12-11	300	0,363	108,9	59,895	87,12	147,015
7-13	180	0,312	56,16	30,888	258,96	289,848
8-14	180	0,312	56,16	30,888	62,4	93,288
9-15	180	0,312	56,16	30,888	62,4	93,288
10-16	180	0,675	121,5	66,825	135	201,825
11-17	180	0,363	65,34	35,937	72,6	108,537
12-18	190	0,363	68,97	37,9335	343,95	381,8835
13-14	160	0,312	49,92	27,456	109,2	136,656
14-15	100	0,312	31,2	17,16	78	95,16
15-16	250	0,312	78	42,9	135	177,9
17-16	240	0,363	87,12	47,916	135	182,916
18-17	280	0,363	101,64	55,902	87,12	143,022
13-19	200	0,312	62,4	34,32	99,84	134,16
14-20	200	0,312	62,4	34,32	62,4	96,72
15-21	200	0,312	62,4	34,32	156	190,32
16-22	200	0,675	135	74,25	0	74,25
17-23	200	0,363	72,6	39,93	166,08	206,01
18-24	210	0,363	76,23	41,9265	166,08	208,0065

19-20	160	0,624	99,84	54,912	218,4	273,312
20-21	100	0,624	62,4	34,32	156	190,32
21-22	250	0,624	156	85,8	218,6	304,4
23-22	240	0,692	166,08	91,344	218,6	309,944
24-23	240	0,692	166,08	91,344	563,78	655,124
25-19	220	0,312	68,64	37,752	374,4	412,152
26-20	220	0,312	68,64	37,752	59,28	97,032
27-21	220	0,312	68,64	37,752	59,28	97,032
28-22	220	0,641	141,02	77,561	0	77,561
23-29	220	0,329	72,38	39,809	62,51	102,319
30-24	230	0,329	75,67	41,6185	332,29	373,9085
26-25	160	0,312	49,92	27,456	31,2	58,656
27-26	100	0,312	31,2	17,16	78	95,16
28-27	250	0,312	78	42,9	121,19	164,09
29-28	240	0,329	78,96	43,428	121,79	165,218
30-29	170	0,329	55,93	30,7615	78,96	109,7215
31-25	200	0,312	62,4	34,32	43,68	78
32-26	190	0,312	59,28	32,604	31,2	63,804
33-27	190	0,312	59,28	32,604	78	110,604
34-28	190	0,641	121,79	66,9845	0	66,9845
35-29	190	0,329	62,51	34,3805	78,96	113,3405
36-30	190	0,329	62,51	34,3805	134,89	169,2705
32-31	140	0,312	43,68	24,024	109,2	133,224
33-32	100	0,312	31,2	17,16	78	95,16
34-33	250	0,312	78	42,9	0	42,9
34-35	240	0,329	78,96	43,428	0	43,428
35-36	170	0,329	55,93	30,7615	78,96	109,7215

Таблица 8.

№ Участка	L,м	Qp,м3/ч	дн x S,мм	ΔP/L Па/м	ΔP,Па
1	2	3	4	5	6
1-2	170	885,552	325 x 8	0,27	45,9
2-3	110	669,336	325 x 8	0,15	16,5
3-4	250	434,4	273 x 7	0,16	40
5-4	240	434,4	273 x 7	0,16	38,4
6-5	300	1007,895	325 x 8	0,35	105
1-7	150	499,98	273 x 7	0,25	37,5
2-8	170	147,732	159 x 4	0,35	59,5

3-9	200	152,88	159 x 4	0,36	72
4-10	200	330,75	273 x 7	0,05	10
5-11	200	177,87	219 x 6	0,05	10
6-12	200	579,9	325 x 8	0,1	20
7-8	160	136,656	159 x 4	0,25	40
8-9	100	95,16	159 x 4	0,15	15
9-10	250	164,4	159 x 4	0,38	95
11-10	240	169,416	159 x 4	0,39	93,6
12-11	300	147,015	159 x 4	0,35	105
7-13	180	289,848	219 x 6	0,25	45
8-14	180	93,288	159 x 4	0,14	25,2
9-15	180	93,288	159 x 4	0,14	25,2
10-16	180	201,825	219 x 6	0,12	21,6
11-17	180	108,537	159 x 4	0,2	36
12-18	190	381,8835	273 x 7	0,15	28,5
13-14	160	136,656	159 x 4	0,25	40
14-15	100	95,16	159 x 4	0,15	15
15-16	250	177,9	219 x 6	0,05	12,5
17-16	240	182,916	219 x 6	0,07	16,8
18-17	280	143,022	159 x 4	0,3	84
13-19	200	134,16	159 x 4	0,24	48
14-20	200	96,72	159 x 4	0,17	34
15-21	200	190,32	219 x 6	0,09	18
16-22	200	74,25	159 x 4	0,03	6
17-23	200	206,01	219 x 6	0,13	26
18-24	210	208,0065	219 x 6	0,14	29,4
19-20	160	273,312	219 x 6	0,18	28,8
20-21	100	190,32	219 x 6	0,09	9
21-22	250	304,4	219 x 6	0,25	62,5
23-22	240	309,944	219 x 6	0,28	67,2
24-23	240	655,124	325 x 8	0,12	28,8
25-19	220	412,152	273 x 7	0,11	24,2
26-20	220	97,032	159 x 4	0,18	39,6
27-21	220	97,032	159 x 4	0,18	39,6
28-22	220	77,561	159 x 4	0,06	13,2
23-29	220	102,319	159 x 4	0,18	39,6
30-24	230	373,9085	273 x 7	0,13	29,9
26-25	160	58,656	60 x 3	0,01	1,6
27-26	100	95,16	159 x 4	0,15	15
28-27	250	164,09	159 x 4	0,33	82,5
29-28	240	165,218	159 x 4	0,34	81,6
30-29	170	109,7215	159 x 4	0,19	32,3
31-25	200	78	140 x 4,5	0,15	30
32-26	190	63,804	140 x 4,5	0,12	22,8
33-27	190	110,604	159 x 4	0,2	38
34-28	190	66,9845	140 x 4,5	0,13	24,7

35–29	190	113,3405	159 x 4	0,21	39,9
36–30	190	169,2705	159 x 4	0,39	74,1
32–31	140	133,224	159 x 4	0,22	30,8
33–32	100	95,16	159 x 4	0,15	15
34–33	250	42,9	48 x 3,5	0,2	50
34–35	240	43,428	48 x 3,5	0,21	50,4
35–36	170	109,7215	159 x 4,5	0,19	32,3

### 8.1. Гидравлический расчет газопроводов среднего давления.

Газовые сети высокого (среднего) давления являются верхним уровнем системы газоснабжения НП. Для больших и средних НП их проектируют кольцевыми (резервированными), и только для малых НП они могут выполняться в виде разветвленных сетей.

Расчетный перепад давления для сетей высокого (среднего) давления следует определять исходя из условия создания при допустимых перепадах давления наиболее экономичной и надежной в эксплуатации системы, обеспечивающей устойчивую работу ГРП и ГРУ. Поэтому начальное давление следует принимать максимальным по [2] для данного вида газопровода, а конечное давление таким, чтобы при максимальной нагрузке сети обеспечивалось минимально допустимое давление газа перед регуляторами ГРП и ГРУ. В большинстве случаев перед ГРП достаточно иметь избыточное давление примерно 0,15-0,2 МПа.

При расчете кольцевых сетей необходимо оставлять резерв давления для увеличения пропускной способности системы газоснабжения при аварийных гидравлических режимах. Принятый резерв должен проверяться расчетом при возникновении наиболее неблагоприятных аварийных ситуаций, которые происходят при выключении головных участков сети.

Ввиду кратковременности аварийных ситуаций допускается некоторое снижение качества системы, оцениваемое коэффициентом обеспеченности  $K_{об}$ , который зависит от категории потребителей.

При аварийной ситуации диспетчерской службой принимаются меры по сокращению потребления газа. Такое сокращение можно осуществить уменьшением

подачи тепла на отопление зданий и горячее водоснабжение, прекращением работы второстепенных цехов промпотребителей или переводом их на резервное топливо. Однако во всех случаях режим давлений в газовой сети должен обеспечивать нормальную работу газогорелочных устройств неотключенных агрегатов.

Для коммунально-бытовых потребителей  $K_{об}$  может быть принят в размере 0,8-0,85, для отопительных котельных 0,7-0,75, а для промпотребителей, имеющих резервное топливо,  $K_{об} = 0$ . При отсутствии резервного топлива сокращение подачи газа зависит от сокращения подачи тепла на отопление. Для технологических нужд сокращать подачу газа не следует. Таким образом,  $K_{об}$  может быть определен для всех сосредоточенных потребителей и на его основе могут рассчитываться аварийные гидравлические режимы.

Для однокольцевого газопровода аварийных режимов, подлежащих расчету, два: при выключении головных участков сети слева и справа от точки питания. Так как при этом однокольцевой газопровод превращается в тупиковый, диаметр кольца можно определить из расчета аварийного режима при лимитированном газоснабжении.

Основными исходными данными для гидравлического расчета газопроводов среднего давления являются: схема сети, расчетные расходы газа всех потребителей и перепад давления в сети, то есть разница давлений на выходе газа из ГРС и в самой удаленной от нее точке потребления по схеме.

Используя расчетный расход газа и удельную потерю давления на участке, определяют диаметры участков и уточняют потери давления на них.

Гидравлический расчет газопроводов среднего давления во всей области турбулентного режима движения газа проводят по формуле:

$$\frac{P_n^2 - P_k^2}{L} = 1,4 \times 10^{-5} \times \left( \frac{K_s}{d} + 1922 \times \frac{v \times d}{Q} \right)^{0,25} \times \left( \frac{Q^2 \times \rho}{d^5} \right)$$

где  $P_n, P_k$  – абсолютное давление газа в начале и конце газопровода, МПа;

$L$  – длина рассчитываемого участка, км;

$K_s$  – эквивалентная абсолютная шероховатость внутренней поверхности

стенки трубы, см;

$d$  – внутренний диаметр газопровода;

$\nu$  – коэффициент кинематической вязкости,  $\text{м}^2/\text{с}$ ;

$\rho$  – плотность газа,  $\text{кг}/\text{м}^3$ , при температуре  $0\text{ }^\circ\text{C}$  и давлении  $101,3\text{ кПа}$ ;

$Q$  – расход газа,  $\text{нм}^3/\text{ч}$ .

Расчет с использованием приведенной формулы требует значительного времени и довольно затруднителен. Поэтому для расчета газопроводов среднего и высокого давлений используют номограммы, составленные для наиболее распространенных в газовой технике труб.

Потери давления в местных сопротивлениях рекомендуется учитывать путем увеличения действительной длины газопроводов на 10%, т.е. приведенная длина расчетного участка больше действительной в 1,1 раза.

Расчет однокольцевой сети газопроводов выполняется в следующей последовательности:

1. Составляется расчетная схема газопроводной сети: нумеруются участки, проставляются их расчетные длины, выписываются расчетные расходы газа каждым сосредоточенным потребителем.
2. Производится предварительный расчет диаметра кольца по приближенным зависимостям

$$Q_p = 0,59 \times \sum K_{об} \times Q_i$$

$$R = \frac{P_n^2 - P_k^2}{l_k},$$

где:  $Q_p$  – расчетный расход газа,  $\text{нм}^3/\text{ч}$ ;

$Q_i$  – расчетные расходы газа потребителями,  $\text{нм}^3/\text{ч}$ ;

$K_{об.i}$  – коэффициенты обеспеченности газом потребителей;

$P_n; P_k$  – абсолютные давления газа в начале и конце сети,  $\text{кПа}$ ;

- $l_k$  – протяженность расчетного кольца, м;
- 1,1 – коэффициент, учитывающий местные сопротивления;
- 0,59 – приближенное значение коэффициента  $\alpha$  в формуле определения расчетного расхода, когда газопровод несет путевую нагрузку.

При этом целесообразно принимать диаметр кольца постоянным. Если это не удастся, то участки газопроводов, расположенные диаметрально противоположно точке питания, следует принимать меньшего диаметра, но не менее 0,75 диаметра головного участка.

3. Выполняется два варианта гидравлического расчета аварийных режимов при выключенных головных участках слева и справа от точки питания. При этом кольцевая сеть становится тупиковой, при которой потоки газа движутся от головного ГРП до крайних точек. Определяются суммированием расчетные расходы газа каждого участка сети, начиная эту операцию от конца тупика по направлению к головному ГРП. Диаметры участков корректируются так, чтобы давление газа у последнего потребителя не понижалось ниже минимально допустимого значения. Для всех ответвлений рассчитываются диаметры газопроводов на полное использование перепада давления при лимитированном отборе газа.

4. Рассчитывается распределение потоков газа при нормальном режиме работы сети и определяются давления газа во всех узловых точках.

5. Проверяются диаметры ответвлений к сосредоточенным потребителям при расчетном гидравлическом режиме. В случае необходимости диаметры отводов

увеличиваются до необходимых размеров.

Гидравлический расчет кольцевых сетей газопроводов следует выполнять с увязкой давлений газа в узловых точках расчетных колец при максимальном использовании допустимой потери давления газа. Невязка потерь давления в кольце допускается до 10%.

При выполнении гидравлического расчета надземных и внутренних газопроводов с учетом степени шума, создаваемого движением газа, следует

принимать скорости движения газа не более 7 м/с для газопроводов низкого давления, 15 м/с - для; газопроводов среднего давления, 26 м/с - для газопроводов высокого давления.

В проекте нагрузки распределены следующим образом:

На ШРП №1 – 1280 м<sup>3</sup>/ч;

На ШРП №2 – 1310 м<sup>3</sup>/ч;

На ШРП №3 – 923 м<sup>3</sup>/ч;

На ШРП №4 – 766 м<sup>3</sup>/ч;

Котельная – 10,1 м<sup>3</sup>/ч;

Промышленное предприятие – 48 м<sup>3</sup>/ч;

Расчетный расход газа потребителями  $\sum V_p = 4337$  м<sup>3</sup>/ч;

Потери давления на местные сопротивления приняты в размере 10% от линейных потерь.

Рассчитаем кольцевую систему газоснабжения среднего давления. Расчетные расходы газа, нумерация участков, и их длины приведены на расчетных схемах. Давление газа после ГГРП  $P_H = 0,3$  Мпа.

Используется природный газ с плотностью 0,79 кг/м<sup>3</sup>.

Расчет кольцевой сети системы выполняем для трех режимов ее работы:

- 1) Аварийного режима 1- при отключенном участке 1-7;
- 2) Аварийного режима 2- при отключенном участке 1-2;
- 3) Нормального расчетного режима.

Расчет аварийного режима 1.

В аварийном режиме 1 газ поступает к потребителям по направлению ГГРП-1-2-3-4-5-6-7-ГРП2.

Общая протяженность газопроводов этого направления  $\sum L = 3,3$  км

Расчетный (эквивалентный) расход газа составит:

$$V_p^3 = 0,59 \times \sum K_{об} \times V_i$$

$$V_p^3 = 0,59(766 \times 0,85 + 10,1 \times 0,75 + 48 \times 0,85 + 923 \times 0,85 + 1280 \times 0,85 + 1310 \times 0,85) = 2174 \text{ м}^3/\text{час}$$

Давление газа перед наиболее удаленным от ГГРП потребителем в аварийных режимах принимают  $P_k = 0,25$  МПа. Тогда среднеквадратичный перепад давления равняется:

$$A_{cp} = \frac{P_n^2 - P_k^2}{1,1 * l_k}$$

$$A_{cp} = \frac{0,3^2 - 0,25^2}{1,1 * 3,3} = 0,007 \text{ МПа/км}^2$$

Линии расхода  $V_p^3 = 2174 \text{ м}^3/\text{час}$  и среднеквадратичного перепада давления пересекаются в точке, лежащей между диаметрами газопроводов 159х4,5 и 219х6.

Такие диаметры участков газопроводов назначаем, выполняя гидравлический расчет; при этом больший диаметр принимаем на участках кольца, близлежащих к ГГРП, а меньший – на участках, расположенных диаметрально противоположно точке питания сети газом(ГГРП).

Расчет системы сводим в таблицу № 9, в соответствующие графы которой записываем номера участков, фактические и расчетные длины участков, расходы газа. В аварийных режимах расходы газа потребителями определяем с учетом необходимой обеспеченности их газом по формуле:

$$V_p = K_{об} \times V_i$$

Так, на участках 6-7 и 7-ГРП2  $V_p = 0,85 \times 1310 = 1113 \text{ м}^3/\text{час}$  и т.д.

По номограмме для принятого диаметра и известного расхода находим действительные значения среднеквадратичного перепада давления на 1 км газопровода (графа 6). Поскольку плотность используемого газа ( $\rho_0 = 0,79 \text{ кг/м}^3$ ) отличается от плотности стандартного газа ( $\rho_{ст} = 0,73 \text{ кг/м}^3$ ), то в величину  $A$  вводим поправку на плотность и записываем значения  $A_{ф}$  в графу 7.

$$A_{ф} = A(\rho_0 / \rho_{ст})$$

Затем рассчитываем перепад давления на участке при известной расчетной длине последнего (графа 8). Давление газа в начале первого участка задано -  $P_n = 0,3$  МПа, давление в конце участка, т.е. в точке 1, определяем по формуле:

$$P_k = \sqrt{P_n^2 - A\phi \times Lp},$$

Полученное давление  $P_k$  на участке ГГРП-1 является начальным для последующего участка 1-2; давление в конце участка 1-2 является начальным для участка 2-3 и т.д. Значения начального и конечного давления на участках записываем в графы 9 и 10. Последним участком в рассматриваемом аварийном режиме является участок 7-ГРП2, диаметр которого 159 х 4,5. Диаметры ответвлений принимают меньше диаметров участков кольцевой сети. Расчет для аварийного режима 1 следует считать правильным, если использован располагаемый перепад давления и величина давления в конце участка 7-ГРП2 будет равна принятой.

Допускается невязка  $\pm 10\%$ .

Аналогичным образом выполняется расчет сети для второго аварийного режима с направлением газового потока ГГРП-1-7-6-5-4-3-2-ГРП4.

При этом удалось получить единый диаметр кольца.

Для расчета сети при нормальном (расчетном) режиме ее работы выбираем расчетные направления потоков газа от ГГРП к потребителям из условия подачи газа к каждому из них по кратчайшему пути.

В данном случае одно расчетное направление ГГРП-1-2-3-4-5-ГРП3, другое ГГРП-1-7-6-ГРП1. Участок 5-6 рассматриваем как резервирующую перемычку. Принимаем диаметры газопроводов – наибольшие из двух вариантов выполнения расчетов сети для аварийных режимов.

Для расчетных (полных) расходов газа и принятых диаметров газопроводов определяем потери давления на участках расчетных направлений (по полукольцам) и величины давления в точках врезки ответвлений.

Расчет ответвлений к сосредоточенным потребителям производим при расчетном гидравлическом режиме, по известным давлениям в точках врезки их в сеть при соответствующих расходах газа.

Таблица 9.

№уч	Длина участка, км		Расчет. расход газа на участке $V_p, \text{м}^3/\text{ч}$	Диам. газопровода $D_n \times \delta, \text{мм}$	Среднеквадратичное падение давления $A, \text{МПа}^2/\text{км}$	Фактическое падение давления $A_{\text{ф}}, \text{МПа}^2/\text{км}$	Среднее значение потерь на участках $A_{\text{ф}} * L_p, \text{МПа}^2$	Давление газа, МПа	
	по плану $L$	расчетная $L_p=1,1 * L$						в начале участ. $P_n$	в конце участ. $P_k$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<b>Полукольцо ГГРП-1-2-3-4-5</b>									
ГГРП-1	0,2	0,22	4337	219 x 6	0,007	0,0075	0,00165	0,3	0,2972
1-2	0,22	0,242	1747	219 x 6	0,0012	0,0013	0,000314	0,2972	0,2961
2-3	0,55	0,605	981,1	219 x 6	0,0005	0,0006	0,000363	0,2961	0,2943
3-4	0,52	0,572	971	219 x 6	0,00045	0,00049	0,000280	0,2943	0,2938
4-5	0,56	0,616	923	219 x 6	0,0004	0,00043	0,000264	0,2938	0,2933
5-ШРПЗ	0,18	0,198	923	219 x 6	0,0004	0,00043	0,000085	0,2933	0,2931
<b>Полукольцо ГГРП-1-7-6</b>									
ГГРП-1	0,2	0,22	4337	219 x 6	0,007	0,0075	0,00165	0,3	0,2972
1-7	1,15	1,265	2590	219 x 6	0,003	0,0032	0,004048	0,2972	0,2903
7-6	0,55	0,605	1280	219 x 6	0,0008	0,0009	0,000544	0,2903	0,2893
6-ШРП1	0,18	0,198	1280	219 x 6	0,0008	0,0009	0,000178	0,2893	0,289
<b>Расчет ответвлений</b>									
2-ШРП4	0,18	0,198	766	219 x 6	0,0004	0,00043	0,000085	0,2961	0,296
3-КОТ.	0,09	0,099	10,1	48 x 3	0,00035	0,00038	0,000037	0,2943	0,2942
4-ХЛЗ	0,14	0,154	48	76 x 3	0,0005	0,00054	0,000083	0,2938	0,2936
5-ШРПЗ	0,18	0,198	923	219 x 6	0,0004	0,00043	0,000085	0,2933	0,2931
6-ШРП1	0,18	0,198	1280	219 x 6	0,0008	0,0009	0,000178	0,2893	0,289
7-ШРП2	0,15	0,165	1310	219 x 6	0,0015	0,0016	0,000264	0,2903	0,2898
<b>Аварийный режим 1</b>									
ГГРП-1	0,2	0,22	3685	219 x 6	0,0022	0,0024	0,000528	0,3	0,2991
1-2	0,22	0,242	3685	219 x 6	0,0022	0,0024	0,000580	0,2991	0,2981
2-3	0,55	0,605	3033	219 x 6	0,0045	0,0049	0,002964	0,2981	0,2931
3-4	0,52	0,572	3026	219 x 6	0,0043	0,0046	0,002631	0,2931	0,2885
4-5	0,56	0,616	2985	219 x 6	0,0039	0,0042	0,002587	0,2885	0,2839

5-6	0,55	0,605	2201	219 x 6	0,013	0,014	0,00847	0,2839	0,2689
6-7	0,55	0,605	1113	219 x 6	0,0007	0,0008	0,000484	0,2689	0,2677
7-ШРП2	0,15	0,165	1113	159x 4,5	0,0035	0,0038	0,000627	0,2677	0,2665
<b>Невязка=6,6%</b>									
<b>Аварийный режим 2</b>									
ГГРП-1	0,2	0,22	3685	219 x 6	0,0028	0,003	0,00066	0,3	0,2999
1-7	1,15	1,265	3685	219 x 6	0,0028	0,003	0,003795	0,2999	0,2935
7-6	0,55	0,605	2571	219 x 6	0,003	0,0032	0,001936	0,2935	0,2902
6-5	0,55	0,605	1483	219 x 6	0,005	0,0054	0,003267	0,2902	0,2882
5-4	0,56	0,616	699	133 x 4	0,0038	0,0041	0,002525	0,2882	0,2777
4-3	0,52	0,572	658	133 x 4	0,0035	0,0038	0,002173	0,2777	0,2737
3-2	0,55	0,605	651	219 x 6	0,0004	0,0005	0,000302	0,2737	0,2731
2-ШРП4	0,18	0,198	651	108x 4	0,009	0,0097	0,001920	0,2731	0,2696
<b>Невязка=7,8%</b>									

## 9. Расчет внутридомового газопровода.

Проект газооборудования дома состоит из следующего:

1. Поэтажный план М 1:100 с указанием высоты, объема, назначения помещения (кухня), где прокладывается газопровод и устанавливается газовый прибор.
2. Аксонометрическая схема газопроводов М 1:100 с указанием диаметров труб, уклонов арматуры и расчетных участков.
3. Расчетно-пояснительная записка.

Газовые плиты, как правило, устанавливают в кухнях. При отсутствии в старых домах кухонь, разрешается устанавливать в коридорах, высотой не менее 2,2 м.

Допустимые потери давления во внутридомовых сетях принимают исходя из допустимого перепада давления для домовых газопроводов.

Расчет внутридомовых газопроводов производится после выбора и размещения газовых приборов и оборудования и составления схемы внутридомовой сети. На расчетной схеме проставляются номера участков, их длины, расходы газа на них и диаметры.

Гидравлический расчет начинается с самого удаленного от ввода газового стояка (с подводки к наиболее нагруженному прибору верхнего этажа), а затем

рассчитывается ближайший к вводу стояк. Невязка потерь давления по стоякам не должна превышать 10%. Расчетный перепад давления от врезки внутридомового

газопровода (ввода) в квартальную сеть до наиболее удаленного прибора составляет 600 Па с учетом потерь давления в газовом приборе. Для плиты эти потери составляют 40...60 Па, водонагревателя – 80...100 Па.

Расчет выполняется в такой последовательности:

1. Определяем расчетные расходы газа  $V_p$ ,  $м^3/ч$ , для всех участков по формуле:

$$V_p = \sum_{i=1}^m K_o \cdot V_{ном} \cdot n_i,$$

где  $K_o$  - коэффициент одновременности работы газовых приборов, значения которого следует принимать по [1, приложение В];

$V_{ном}$  - номинальный расход газа прибором или группой приборов,  $м^3/ч$ ;

$n_i$  - число однотипных приборов;

$m$  - число типов приборов или групп приборов.

Номинальный расход газа прибором зависит от тепловой нагрузки прибора, принимаемой по паспортным данным или техническим характеристикам приборов, и определяется по формуле:

$$V_{ном} = 3,6 \frac{Q_{ном}}{Q_n},$$

где  $Q_{ном}$  - номинальная тепловая нагрузка прибора,  $Вт$ ;

$Q_n$  - низшая теплота сгорания газа,  $кДж/м^3$ .

2. Задаемся диаметрами участков сети (для первого участка – по диаметру присоединительного штуцера прибора). Используются трубы стальные водогазопроводные по ГОСТ 3262-75\*.

3. Определяем суммарные значения коэффициентов местных сопротивлений для каждого участка  $\sum \zeta$ .

4. По таблицам или номограммам находят удельные потери на трение  $R$ , Па/м, и эквивалентные длины  $L'_s$ , м, для единичного местного сопротивления ( $\zeta = 1$ ).

5. Вводим поправку на плотность в значения удельных потерь давления.

6. Определяем расчетные длины участков  $L_p$ , м,

$$L_p = L + \sum \zeta \cdot L'_s,$$

где  $L$  – фактическая длина участка, измеряемая по плану жилого дома и аксонометрической схеме внутридомовых газопроводов, м.

7. Рассчитывают потери давления на участках  $R_\phi \cdot L_p$ , Па.

8. Определяем дополнительное избыточное давление  $P_\delta$ , Па, на вертикальных и наклонных участках по формуле:

$$P_\delta = \pm g \cdot H \cdot (\rho_g - \rho_o),$$

где  $\rho_g$  - плотность воздуха, кг/м<sup>3</sup>;

$\rho_o$  - плотность газа, кг/м<sup>3</sup>;

$H$  – разность абсолютных отметок начала и конца рассчитываемого участка, м. Если  $\rho_o < \rho_g$ , то при движении газа вверх  $H$  принимается со знаком «-», а вниз – со знаком «+».

9. Определяем потери давления на участках с учетом дополнительного сопротивления  $R_\phi \cdot L_p \pm P_\delta$ , Па.

10. Находят суммарные потери давления в газопроводах  $\sum (R_\phi \cdot L_p + P_\delta)$ , Па.

11. Полученные суммарные потери давления сравнивают расчетным перепадом давления. Если невязка превышает допустимую (10%),

изменяем диаметры некоторых участков и производим перерасчет, добиваясь требуемой невязки.

Затем в такой же последовательности рассчитываем ближайший к вводу стояк, для него принимаются наименьшие возможные диаметры. Если же потери в стояке оказываются значительно меньше величины располагаемого давления, то в подобных случаях устойчивое сжигание газа в горелках может быть обеспечено регулировкой кранами непосредственно у самих газовых приборов.

Приведем пример гидравлического расчета участка 1 стояка №1.

Определяем номинальный расход газа:  $V_{\text{ном}} = 3,6(Q_{\text{ном}}/Q_{\text{н}}) = 3,6(10600/36400) = 1,05 \text{ м}^3/\text{час}$

Вычисляем расчетные расходы газа:  $Q_{\text{год}}^{1-2} = (Q * N_{\text{кв}}) / Q_{\text{н}} = (2800 * 3) / 36,4 = 230 \text{ м}^3/\text{год}$

Задаемся диаметрами участков сети и определяем суммарные значения коэффициентов местных сопротивлений для участка 1-2  $\sum \xi = 6,2$

По таблицам или номограммам находят потери давления в газопроводах

$\Delta P/L = 1,8 \text{ Па/м}$ , и эквивалентные длины  $L_{\text{э}} = 0,5 \text{ м}$

Определяем расчетные длины участка 1-2  $L_{\text{р}}$  м:

$$L_{\text{р}1-2} = L + \sum \xi \times L_{\text{э}} = 2,2 + 6,2 \times 0,5 = 5,3 \text{ м}$$

Определяем дополнительное избыточное давление  $P_{\text{д}}$ , Па, на вертикальном участке 1-2 по формуле:

$$P_{\text{д}1-2} = \pm g \times H \times (\rho_{\text{в}} - \rho_{\text{г}}) = 9,8 \times 2,2 \times (1,29 - 0,79) = 10,78 \text{ Па}$$

Определяем потери давления  $\Delta P$ , Па, на участке 1-2 по формуле:

$$\Delta P_{1-2} = L_{\text{р}} \times \Delta P/L = 5,3 \times 1,8 = 9,54 \text{ Па}$$

Аналогично рассчитываем и другие участки на всех стояках. В конце рассчитываем суммарные потери давления с учетом гидростатического

давления  $\Delta P_r$ , Па. Для участка 1-2:  $\Delta P_r = \Delta P_{1-2} - P_{д1-2} = 9,54 - 10,78 = -1,24$  Па.

Суммарные потери давления с учетом гидростатического давления

$\sum \Delta P_r = 75$  Па.

Таблица 9

№ участка	Qp, м3/ч	Dy, мм	L, м	$\sum \xi$	L'экв, м	Lэкв, м	Lp, м	$\Delta P/L$ , Па/м	$\Delta P$ , Па	Pст	Pд,ст	$\Delta P_r$ , Па
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1-2	0,81	15	2,2	6,2	0,5	3,1	5,3	1,8	9,54	3	10,78	-1,24
2-3	0,96	15	3	5,5	0,5	2,75	5,75	1,9	10,925	3	14,7	-3,775
3-4	1,2	15	3	5,5	0,5	2,75	5,75	2,2	12,65	3	14,7	-2,05
4-5	1,4	20	3	3,85	0,75	2,8875	5,8875	0,9	5,29875	3	14,7	-9,4013
5-6	1,6	20	5,5	3,5	0,75	2,625	8,125	1	8,125	3	14,7	-6,575
6-7	2,7	20	7,5	1,5	0,6	0,9	8,4	2,8	23,52	0	0,5	23,02
7-8	4,7	25	11	1,85	0,75	1,3875	12,3875	2,5	30,9688	0	0,5	30,4688
8-9	5,8	32	5	6,65	0,9	5,985	10,985	1,5	16,4775	2,5	12,25	4,2275

$\sum = 75$  па



# ЭКОЛОГИЯ

## 10. Экология

Каждый объект систем газоснабжения, отнесенный в установленном законодательством Республики Узбекистана порядке к категории опасных, а также проекты нормативных правовых актов и технические проекты в области промышленной безопасности систем газоснабжения и их объектов подлежат государственной экологической экспертизе в порядке, установленном законодательством Республики Узбекистан

Экологическая экспертиза – установление соответствия намечаемой хозяйственной и иной деятельности экологическим требованиям и определение допустимости реализации объекта экологической экспертизы в целях предупреждения возможных неблагоприятных воздействий этой деятельности на окружающую природную среду и связанных с ними социальных, экономических и иных последствий реализации объекта экологической экспертизы.

### 10.1 Характеристика возможных выбросов при эксплуатации газопроводов

По газопроводу к потребителю поступает природный газ, содержащий одорант. Природный газ обычно рассматривается как безвредный газ, бесцветен, не имеет запаха, не токсичен. Главная опасность связана с асфиксией из-за недостатка кислорода.

Характеристика топлива:

Низшая теплота сгорания топлива, МДж/м<sup>3</sup> – 37,56;

Влагосодержание газообразного топлива,  $\text{г/м}^3 - 10,0$ ;

Таблица 10.1. Состав используемого топлива

Состав газа		Теплота сгорания, $\text{кДж/м}^3$		Плотность, $\text{кг/м}^3$	
Компоненты	Доля в общем объеме, $r_j$	$a_j$	$a_j \cdot r_j$	$\rho_i$	$\rho_i \cdot r_i$
1	2	3	4	5	6
Метан, $\text{CH}_4$	0,938	35880	33512	0,7174	0,6701
Этан, $\text{C}_2\text{H}_6$	0,036	64360	1352	1,3551	0,0285
Пропан, $\text{C}_3\text{H}_8$	0,007	93180	745	2,010	0,0161
Н-Бутан, $\text{C}_4\text{H}_{10}$	0,002	123570	494	2,6901	0,0108
Н-Пентан, $\text{C}_5\text{H}_{12}$	0,004	156630	470	3,4536	0,0104
Двуокись углерода, $\text{CO}_2$	0,006	-	-	1,9770	0,0060
Сероводород, $\text{H}_2\text{S}$	-	23270	-	1,5361	-
Азот, $\text{N}_2$	0,007	-	-	1,2503	0,0338
Итого	1,0	-	36573	-	0,7754

Плотность газа,  $\text{кг/м}^3 - 0,758$ ;

Для одорации природного газа применяется этилмеркаптан. При любых выбросах газа в атмосферу вместе с ним попадает и одорант. Среднее удельное содержание одоранта в природном газе составляет 0,016 на  $1\text{м}^3$  газа.

Природный газ легче воздуха и при выбросах стремится занять более высокие слои атмосферы. Вероятность скопления в низких точках местности и внизу помещения практически исключается.

Во время эксплуатации системы газоснабжения возникают технологические утечки природного газа. Эти утечки являются неизбежными вследствие невозможности достижения абсолютной герметичности резьбовых и фланцевых соединений, запорной арматуры, газового оборудования. Выброс природного газа и одоранта может наблюдаться при проведении ремонтных и профилактических работ, а также в случае аварийной ситуации. Стабильное истечение газа в атмосферу происходит при минимальном диаметре отверстия, составляющем 4% от сечения газопровода.

Как аварийную, можно рассматривать ситуацию, возникающую при повышении давления в системе газоснабжения. В этом случае срабатывает сбросной клапан, который сбрасывает «лишнее» количество газа через свечу в атмосферу и снижает тем самым давление газа в системе.

Максимально возможные утечки газа из проектируемого газопровода, проложенного по равнинной местности, через микросвищи и неплотности линейной арматуры ( $\text{м}^3/\text{год}$ ) определяются по формуле:

$$Q_{\text{ут}} = 1113,5 \times \frac{D \times l \times P_{\text{ср}} \times t}{T_{\text{ср}} \times m \times Z_{\text{ср}}}, \quad (40)$$

где 1113,5 – переводной коэффициент, град/кгхсутки;

D – диаметр газопровода;

l – длина газопровода;

$P_{\text{ср}}$  – давление;

t – время работы газопровода (365 суток);

$T_{\text{ср}}$  – средняя температура газа в газопроводе, K;

m – средний коэффициент сжимаемости (0,92);

$Z_{\text{ср}}$  – степень начальной герметичности (1,2).

$$1113,5 \times \frac{0,16 \times 2655 \times 0,2 \times 365}{293 \times 0,92 \times 1,2} = 106 \quad \text{м}^3/\text{год}.$$

Указанное количество утечек равномерно распределяется по всей длине трассы газопровода. Следует отметить, что максимальный объем утечек возможен только после длительной и небрежной эксплуатации (более 10 лет) вследствие появления микрповреждений в трубах и изношенности сальников запорной арматуры.

Удельное количество выбросов газа, истекающего в атмосферу из щели в сварном шве газопровода, определяется по формуле:

$$G_r = g \times f \times W_{кр} \times j_r \times 1000,$$

где  $g$  – коэффициент, учитывающий снижение скорости, 0,97;

$f$  – площадь отверстия,  $m^2$ , определяемая по формуле:

$$f = n \times \pi \times d \times s,$$

где  $n$  – длина линии разрыва наружного периметра трубы газопровода в

% от общего периметра, 0,3;

$\pi$  – 3,14;

$d$  – диаметр газопровода;

$s$  – ширина щели.

$W_{кр}$  – критическая скорость выброса газа из щели в сварном шве стыка газопровода, м/с, определяется по формуле:

$$W_{кр} = 20,5 \times \sqrt{\frac{T_{ср}}{j_{ог}}},$$

где  $T_{ср}$  – средняя температура газа в газопроводе, К;

$j_{ог}$  – плотность газа при нормальных условиях.

$j_r$  – плотность газа перед отверстием в газопроводе,  $kg/m^3$ , определяется по формуле:

$$j_r = \frac{T \times P_0 \times j_{ог}}{T_0 \times P}, \text{ где } T \text{ – абсолютная температура окружающей среды, К;}$$

$P_0$  – абсолютное давление газа в газопроводе в месте расположения сварного шва;

$P$  – атмосферное давление (101325 Па).

$$f = 0,3 \times 3,14 \times 0,16 \times 0,0001 = 15 \times 10^{-6} m^2$$

$$W_{кр} = 20,5 \times \sqrt{\frac{293}{0,758}} = 403 \text{ м/с}$$

$$J_r = \frac{293 \times 365325 \times 0,758}{293 \times 101325} = 2,7 \text{ кг/м}^3$$

$$G_r = 0,97 \times 15 \times 10^{-6} \times 403 \times 2,7 \times 1000 = 15,8$$

Расход газа, м<sup>3</sup>/с, рассчитывается по формуле:

$$L = W_{кр} \times f \text{ (45)}$$

$$L = 403 \times 15 \times 10^{-6} = 6 \times 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}.$$

В период эксплуатации газопровода возможны выбросы в атмосферу загрязняющих веществ

Таблица 10.2. Выбросы загрязняющих веществ

Загрязняющее вещество	Код	Коэффициент оседания	ПДК <sub>максимально разовая</sub> , МГ/М <sup>3</sup>	Класс опасности	Выброс г/с
Метан	0410	1	50	4	4,5 × 10 <sup>-3</sup>

С целью уменьшения негативного воздействия загрязняющих веществ на атмосферный воздух прилегающей к газопроводу территории во время строительства и эксплуатации газопровода проектом предусмотрены следующие мероприятия:

1. Поддержание дорожной и автотранспортной техники в исправном состоянии за счет проведения в установленное время техосмотра, техобслуживания и планово-предупредительного ремонта.
2. Газопровод запроектирован из полиэтиленовых труб, что максимально снижает загрязнение строительной площадки как во время проведения строительномонтажных работ, так и в процессе эксплуатации газопровода.
3. Применение современной землеройной техники сведет к минимуму площадь разрабатываемой траншеи под газопровод.

При строительстве и эксплуатации газопровода на атмосферный воздух прилегающей к нему территории будет оказываться незначительное воздействие, обусловленное поступлением в атмосферный воздух загрязняющих веществ. При

условии соблюдения правил эксплуатации дорожно-транспортной техники и выполнении всех мероприятий, направленных на уменьшение воздействия загрязняющих веществ, концентрация загрязняющих веществ не превысит расчетных данных.

# **Охрана труда**

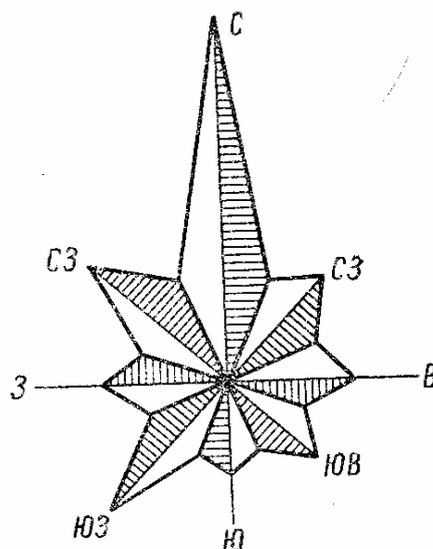
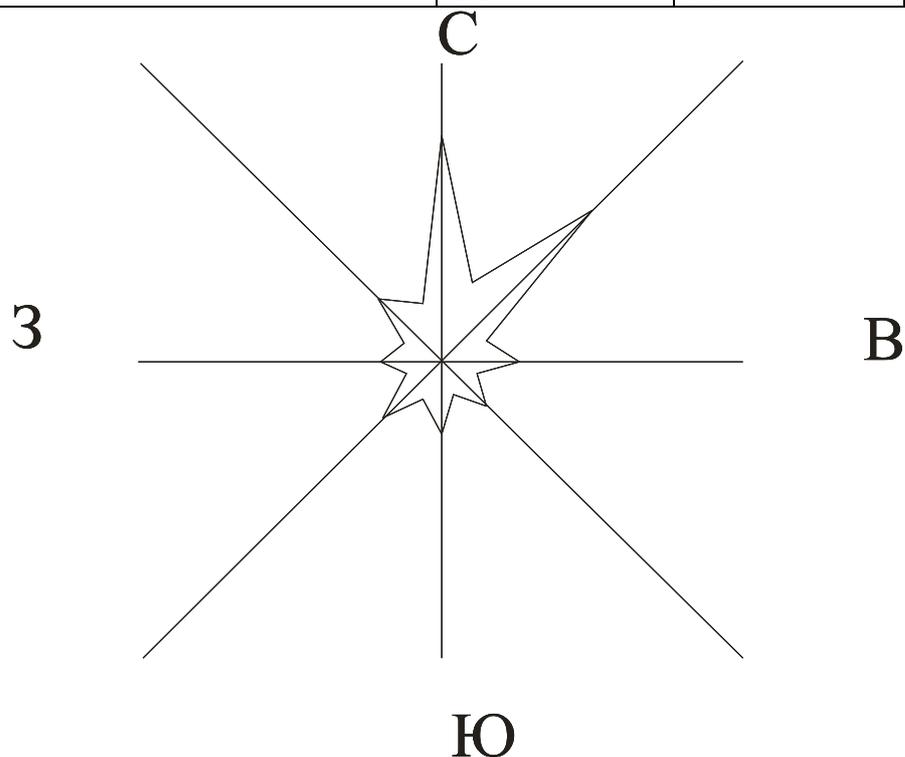
«Газоснабжения Хатирчинского района Наваинской области. Газоснабжения 5-этажного жилого дома»

**ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ.**

Одним из необходимых условий нормальной жизнедеятельности человека является обеспечение нормальных метеорологических условий в помещениях, оказывающих существенное влияние на тепловое самочувствие человека. Метеорологические условия, или микроклимат, зависят от теплофизических особенностей технологического процесса, климата, сезона года, условий отопления и вентиляции. Климатические и метеорологические характеристики, принимаемые в качестве исходных данных для проектирование здание следующее:

Наименование показателя	Обозначение	Размерность	Значение
Коэффициент, зависящий от стратификации атмосферы	A		200
Коэффициент рельефа местности			1,0
Средняя температура воздуха в 13 ч:			
наиболее жаркого месяца	$T_{ж}$	$^{\circ}C$	+33,4
наиболее холодного периода	$T_{х}$	$^{\circ}C$	- 3
Скорость ветра, вероятность повышения которой в год составляет 5%	$U^C$	м/с	6

Среднегодовая скорость ветра	$W_{cp}$	м/с	2,0
Среднегодовая повторяемость направлений ветра по румбам в %	С	%	3
	СВ	%	7
	В	%	36
	ЮВ	%	26
	Ю	%	7
	ЮЗ	%	5
	З	%	10
	СЗ	%	6



Безопасность жизнедеятельности – это система организационных мероприятий и технических средств предотвращающих воздействие на работающих опасных производственных факторов.

В Республике Узбекистан в соответствии с СНиП 2.04.05-97 нормируемые параметры микроклимата подразделяются на оптимальные и допустимые.

**Оптимальные параметры микроклимата** — такое сочетание температуры, относительной влажности и скорости воздуха, которое при длительном и систематическом воздействии не вызывает отклонений в состоянии человека.

$$t = 22 - 24 \text{ }^{\circ}\text{C}, \varphi = 40 - 60 \%, V \leq 0,2 \text{ м/с}$$

**Допустимые параметры микроклимата** — такое сочетание параметров микроклимата, которое при длительном воздействии вызывает приходящее и быстро нормализующееся изменение в состоянии работающего.

$$t = 22 - 27 \text{ }^{\circ}\text{C}, \varphi \leq 75 \%, V = 0,2-0,5 \text{ м/с}$$

## **ОБЕСПЕЧЕНИЕ БЕЗОПАСНОСТИ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ В СТРОИТЕЛЬСТВЕ**

Важным фактором снижения производственного травматизма и профессиональных заболеваний является правильная организация строительной площадки и создание безопасных условий труда.

До начала работ участок строительство обносят забором, чтобы посторонние люди не могли попасть на стройку и подвергнуться опасности травматизма.

Обязательным является устройство ворот на выезде и въезде, открывающихся внутрь строительной площадки, чтобы исключить возможный наезд транспорта на переходов.

После устройства забора на площадке размещают временные здания и сооружения, сооружают постоянные или временные дороги. Ширину временных дорог при однопутном движении принимают не менее 3,5 м, а при двухпутном - 6 м; радиус закругления дорог - не менее 10 м. Дороги проектируют с таким расчетом, чтобы был обеспечен свободный подъезд к сооружаемым объектам, временным зданиям и складам материалов.

Обеспечивают надежное энергообеспечение строительной площадки, устраивают временные и постоянные инженерные коммуникации, осветительные гирлянды по забору, устанавливают прожекторы на вышках и светильники во временных сооружениях и на рабочих местах.

Пути башенного крана укладывают с таким расчётом, чтобы ближайший к строящемуся зданию рельс находился за призмой обрушения открытого котлована и смонтированный кран не мог задеть выступающие части здания. По вылету стрелы кран выбирают с таким расчетом, чтобы не было "мертвых зон" (зоны, не охваченные краном).

Площадки для складирования деталей и конструкций тщательно выравнивают и снабжают указателями, где следует размещать те или иные элементы здания. Их складывают с соблюдением соответствующих норм с оставлением проходов для такелажников.

В процессе производства работ на строительной площадке возникают **опасные зоны - постоянные и временные.**

**К постоянным** относятся зоны: действия крана; вблизи неизолированных токоведущих частей электроустановок; в местах перемещения машин и механизмов.

Опасная зона при работе башенного или стрелового крана, возникает из-за возможности падения стрелы, падения или отлёта груза в сторону и имеет площадь, ограниченную осью подкранового пути и линией при наибольшем вылете крюка с возможным отлётом груза при его падении. Опасная зона возникает и вблизи строящегося здания или сооружения ввиду возможного случайного падения грузов. Минимальные границы опасных зон устанавливаются в зависимости от высоты падения предмета (табл.1).

В местах прохождения временных электрических сетей опасной зоной считают пространство, в пределах которого рабочий может коснуться проводов устанавливаемыми конструктивными элементами или длинномерными материалами. Опасную зону определяет длина элемента с прибавлением 1 м.

Высота возможного падения предмета, м	Граница опасной зоны, м	
	вблизи мест перемещения грузов машинами (от горизонтальной проекции траектории перемещения груза)	вблизи строящегося здания или сооружения (от его внешнего контура)
До 20	7	5
20 ... 70	10	7
70 ... 120	15	10
120 ... 200	20	15
200 ... 300	25	20
300 ... 460	30	25

Временные опасные зоны возникают в процессе производства работ продолжительностью до одной рабочей смены (взрывные работы, монтаж крана и др.).

Все опасные зоны на строительной площадке должны иметь защитные ограждения, которые разделяют: на защитно-охранные высотой 2м; защитные высотой 1,6м; сигнальные, ограждаемые флажками.

На ограждении опасных зон через 5...10 м по длине вывешивают надписи «**Опасная зона**».

Все входы в строящиеся здания должны иметь защитный навес шириной не менее ширины входа с вылетом не менее 2 м от стен здания.

Эффективным средством в борьбе с травматизмом на строительной площадке является использование знаков и надписей. Эти знаки по своему назначению разделяются на четыре типа: запрещающие, предупреждающие, предписывающие и указывающие.

До начала строительного-монтажных работ каждый строительный объект должен быть обеспечен необходимой проектной и технологической документацией.

Разработка проекта производства работ (ППР) производится в соответствии с требованиями норм ШНК 3.01.01-03 «Организация строительного производства». При этом учитываются : особенности проектных решений; ППР разрабатываются на строительство отдельных зданий и их частей; выполнение отдельных видов работ.

Календарный план строительства разрабатывается для обеспечения рациональной организации строительства, распределения ресурсов и средств по этапам строительства.

При разработке календарного плана строительства, предусмотрено, что все объекты подсобного и вспомогательного назначения возводятся совмещенными потоками в пределах сроков строительства основных производственных объектов и не влияют на общую продолжительность строительства.

Стройгенплан определяет состав и размещение объектов строительного хозяйства.

Общие принципы проектирования стройгенплана :

- стройгенплан является частью комплексной документации на строительство и его решения должны быть увязаны с остальными разделами проекта;
- решения стройгенплана должны отвечать требованиям строительных нормативов;
- стройгенплан должен обеспечивать наиболее полное удовлетворение бытовых нужд работающих на строительстве;
- временные здания, сооружения и сети временных инженерных коммуникаций располагают на территориях, не предназначенных под застройку до конца строительства;
- принятые в стройгенплане решения должны отвечать требованиям техники безопасности;
- затраты на временное строительство должны быть минимальными.

## Список литературы

1. Теплоснабжение и вентиляция. Курсовое и дипломное проектирование. / под ред. Б.М.Хрусталева – М.: Изд-во АСВ, 2007. – 784 с., 183 ил.
2. СНиП 2.07.01-89 Градостроительство. Планировка и застройка городских и сельских поселений. – М., 1991. – 56 с.
3. СНБ 4.03.01-98. Газоснабжение. – Мн., 1999. – 94 с.
4. Ионин А.А. Газоснабжение. – М.: Стройиздат, 1989. – 439 с.
5. Karimov I. A., “Jahon moliyaviy-iqtisodiy inqirozi, sharoitida uni bartaraf etishning yo’llari va choralari”. O’zbekiston T.: 2009 y.
6. Karimov I.A., “Xalq so’zi” gazetasi, “Mamlakatimizni modernizasiya qilish yo’lini izchil davom ettirish-taraqqiyotimizning muhim omilidir”, 2010 yil 8-dekabr №236.
7. “Energiyadan oqilona foydalanish to’g’risida”gi O’zbekiston Respublikasi qonuni, 2007 yil 26 sentyabr.
8. QMQ 2.01.01-94 “Loyihalash uchun iqlimiy va fizikaviy - geologik ma’lumotlar”, 1994 yil Toshkent.
9.  
Газ таъминоти. ҚМҚ. 2.04-08-96. – Тошкент, 1996.
10.  
Теплоснабжение и вентиляция Курсовое и дипломное проектирование .  
Б.М. Хрусталев, Ю.Я.Кувшинов, В.М.Копко Издательство АСВ. 2008.
11.  
Газ таъминоти. Айматов Р.А., Бобоев С.М., Алибеков Ж., А. Тошкент  
Абу Али Сино номидаги тиббиёт нашриёти 2003 йил.