**МИНИСТЕРСТВО ОБЩЕГО И ПРОФЕССИОНАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**

**ИВАНОВСКАЯ ГОСУДАРСТВЕННАЯ АРХИТЕКТУРНО-СТРОИТЕЛЬНАЯ АКАДЕМИЯ**

**Кафедра ТГВ**

**Курсовой проект.**

**Тема:** Расчёт систем газоснабжения района города.

 **Выполнил: Осколков А. В. ТГВ-41**

 **Принял: Курилов В.К.**

**ИВАНОВО 1998г.**

**Содержание проекта.**

**1.** Исходные данные

**2.** Введение.

**3.** Определение численности населения.

**4.** Определение годовых расходов теплоты.

**4.1.** Определение годовых расходов теплоты при потреблении газа в квартирах.

**4.2.** Определение годовых расходов теплоты при потреблении газа на предприятиях бытового обслуживания.

**4.3.** Определение годовых расходов теплоты при потреблении газа на предприятиях общественного питания.

**4.4.** Определение годовых расходов теплоты при потреблении газа в учреждениях здравоохранения.

**4.5.** Определение годовых расходов теплоты при потреблении газа на хлебозаводах.

**4.6.** Определение годовых расходов теплоты на отопление, вентиляцию, горячее водоснабжение жилых и общественных зданий.

**4.7.** Определение годовых расходов теплоты при потреблении газа на нужды торговли, предприятий бытового обслуживания населения, школ и ВУЗов.

**4.8.** Составление итоговой таблицы потреблении газа городом.

**5.** Определение годовых и часовых расходов газа различными потребителями города.

**6.** Построение графика годового потребления газа городом.

**7.** Выбор и обоснование системы газоснабжения.

**8.** Определение оптимального числа ГРС и ГРП.

**8.1.** Определения числа ГРС.

**8.2.** Определение оптимального числа ГРП.

**9.**Типовые схемы ГРП и ГРУ.

**9.1.** Газорегуляторные пункты.

**9.2.** Газорегуляторные установки.

**10.** Выбор оборудования газорегуляторных пунктов и установок.

**10.1.** Выбор регулятора давления.

**10.2.** Выбор предохранительно-запорного клапана.

**10.3.** Выбор предохранительно-сбросного клапана.

**10.4.** Выбор фильтра.

**10.5.** Выбор запорной арматуры.

**11.** Конструктивные элементы газопроводов.

**11.1.** Трубы.

**11.2.** Детали газопроводов.

**12.** Гидравлические расчёты газопроводов.

**12.1.** Гидравлический расчёт кольцевых сетей высокого и среднего давления.

**12.1.1.** Расчёт в аварийных режимах.

**12.1.2.** Расчёт ответвлений.

**12.1.3.** Расчёт при нормальном потокораспределении.

**12.2.** Гидравлический расчёт газовых сетей низкого давления.

**12.3.** Гидравлический расчёт тупиковых газопроводов низкого давления.

**13.** Библиографический список.

**1. Исходные данные.**

1. План района города: Вариант 4.

2. Район строительства: г. Новгород.

3. Плотность населения: 270 чел/га.

4. Охват газоснабжением (%):

 - кафе и ресторанов (4) 50

 - бань и прачечных (2) 100

 - хлебозаводов (2) 50

 - лечебных учреждений (2) 50

 - школ (2) 100

 - детских садов (1) 100

 - котельных (1) 100

5. Доля населения (%), пользующаяся:

 - кафе и ресторанами 10

 - банями 50

 - прачечными 20

6. Расход теплоты на промпредприятие: 250 •106 МДж/год.

7. Начальное давление газа в кольцевом газопроводе: 0,6 МПа.

8. Конечное давление газа в кольцевом газопроводе: 0,15 МПа.

9. Начальное давление газа в сети низкого давления: 5 кПа.

10. Допустимый перепад давления в сети низкого давления: 1200 Па.

**2. Введение.**

Снабжение природным газом городов и населенных пунктов имеет своей целью:

1. улучшение бытовых условий населения;
2. 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.;
3. 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 только под землёй.

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 СНиП [1].

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 в 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 в 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:

1. определить всех потребителей газа на газифицируемой территории;
2. определить расход газа для каждого потребителя;
3. определить места прокладки распределительных газопроводов;
4. определить диаметры всех газопроводов;
5. подобрать оборудование для всех ГРП и ГРУ и определить места их расположения;
6. подобрать всю запорную арматуру (задвижки, краны, вентили);
7. определить места установки контрольных трубок и электродов для контроля за состоянием газопроводов время их эксплуатации;
8. разработать способы прокладки газопроводов при их пересечении с другими коммуникациями (дорогами. теплотрассами, реками, оврагами и т.п.);
9. определить сметную стоимость строительства газопроводов и всех сооружений на них;
10. разобрать мероприятия для безопасной эксплуатации газопроводов.

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

Исходными данными для проектирования сетей газоснабжения являются:

1. состав и характеристики природного газа или месторождения газа;
2. климатические характеристики района строительства;
3. план застройки города или населенного пункта;
4. сведения об охвате газоснабжением населения;
5. характеристики источников теплоснабжения населения и промышленных предприятий;
6. данные по выпуску продукции промышленными предприятиями и нормы затрат теплоты на единицу этой продукции;
7. численность населения города или плотность населения на один гектар;
8. перечень всех потребителей газа на период газификации и перспективы развития города или посёлка на ближайшие 25 лет;
9. перечень и тип газоиспользующего оборудования на промышленных и коммунально-бытовых предприятиях;
10. этажность застройки жилых районов.

**3.Определение численности населения.**

Расход газа на коммунально-бытовые и теплофикационные нужды города или посёлка зависит от числа жителей. Если число жителей точно не известно, то приближенно его можно определить следующим образом.

По плотности населения на один гектар газифицируемой территории.

**N = FP** • **m ,** чел.,

где **FP** - площадь района в га., полученная в результате замеров по плану застройки;

 **m** - плотность населения , чел/га.

**FP** = 178,445315 (га)**, m** = 270 (чел/га).

**N =** 178,445315 • 270 **=** 48180,25505 ** 48180,** (чел).

**4.Определение годовых расходов теплоты.**

Расход газа на различные нужды зависит от расходов теплоты, необходимой, например, для приготовления пищи, стирки белья, выпечки хлеба, выработки того или иного изделия на промпредприятии т. п..

 Точный расчет расхода газа на бытовые нужды сделать очень слож­но, так как расход газа зависит от целого ряда факторов, которые не поддаются точному учету. Поэтому потребление газа определяют по усредненным нормам расхода теплоты, полученным на основании статистических данных. Обычно эти нормы определяются в расчете или на одного человека, или на один завтрак иди обед, или на одну тонну белья, или на единицу выпускаемой продукции промпредприятием. Рас­ход теплоты измеряют в МДж или в кДж.

Нормы расхода теплоты по СНиП [2] на хозяйственно-бытовые и коммунальные нужды приведены в таблице 3.1.[10].

**4.1** Определение годового расхода теплоты при потреблении газа в квартирах.

Расчётная формула для определения годового расхода теплоты (МДж/год) при потреблении газа в квартирах записывается в виде

**QK = YK** • **N** • **(g****K1** • **Z****1 + g****K2** • **Z****2 + g****K3** • **Z****3)**, МДж/год,

здесь **YK** - степень охвата газоснабжением города (определяется заданием);

**N** - число жителей ;

**Z****1** - доля людей, проживающих в квартирах с централизованным горячим водоснабжением (определяется расчетом);

**Z****2** - доля людей, проживающих в квартирах с горячим водоснабжением от газовых водонагревателей (определяется расчётом);

**Z****3** - доля людей, проживающих в квартирах без централизован­ного горячего водоснабжения и не имеющих газовых водо­нагревателей (определяется расчетом);

**g****К1, g****К2, g****К3** - нормы расхода теплоты (табл. 3.1) [10] на одного чело­века в год в квартирах с соответствующим Z.

Для населения, пользующегося газом Z 1 + Z 2 + Z 3 = 1.

**Z****1 =** 66,351565 / 178,445315 **= 0,372**

**Z****2 =** 48,875 / 178,445315 **= 0,274**

**Z****3 =** 63,21875 / 178,445315 **= 0,354**

**YK = 1**

**g****K1 = 2800 (**МДж)**, g****K2 = 8000 (**МДж)**, g****K3 = 4600 (**МДж);

**QK =** 1• 48180 • (2800• 0,372 + 8000• + 4600•) **= 232256,508** (МДж/год).

**4.2** Определение годового расхода теплоты при потреблении газа на предприятиях бытового обслуживания.

Расход теплоты для данных потребителей учитывает расход газа на стирку белья в прачечных, на помывку людей в банях, на санитарную обработку в дезкамерах. Очень часто в городах и посёлках прачечные и бани объединяются в одно предприятие. Поэтому расход теплоты для них должен быть также объединён.

**QБ-П = QБ + QП**

Расход теплоты в банях определяется по формуле

**QБ = Z****Б** • **YБ** • **N** • **52** • **g****Б** (МДж/год),

где **Z****Б** - доля населения города, пользующегося банями (задает­ся);

 **YБ** - доля бань города, использующих газ в виде топлива (задаётся);

 **g****Б** - норма расхода теплоты на помывку одного человека ;

Все **g** принимаются по табл.3.1 из [10].

В формуле заложена частота посещения бань, равная одному разу в неделю.

**Z****Б = 0,5, YБ = 1, g****Б = 50 (**МДж),

**Q****Б =** 0,5 •• • 52 • 50 **= 62634000** (МДж/год)

Расход теплоты на стирку белья в прачечных определяется по фор­муле:

**Q****П = 100** • **(Z****П** • **YП** • **N) / 1000** • **g****П** (МДж/год),

здесь **Z****П** - доля населения города, пользующегося прачечными (за­дается);

 **YП** - доля прачечных города. использующих газ в виде топли­ва (задается);

 **g****П** - норма расхода теплоты на 1 тонну сухого белья (таблица).

В формулу заложена средняя норма поступления белья в прачеч­ные, равная 100 тоннам на 1000 жителей.

Все **g** принимаются по табл.3.1 из [ ].

**Z****П = 0,2, YП = 1, g****П = 18800** (МДж),

**Q****П =** 100 ••1 • 48180) / 1000 • 18800 **= 18115680** (МДж/год),

**QБ-П = QБ + QП**= **80749680** (МДж/год).

**4.3** Определение годового расхода теплоты при потреблении газа на предприятиях общественного питания.

Расход теплоты на предприятиях общественного питания учитывает расход газа на приготовление пищи в столовых, кафе и ресторанах.

Считается, что на приготовление завтраков и ужинов расходуется одно и то же количество теплоты. Расход теплоты на приготовление обеда больше, чем на приготовление завтрака или ужина. Если предприятие общественного питания работает весь день, то расход теплоты здесь должен быть и на завтрак, и на ужин, и на обед. Если предприя­тие работает полдня, то расход теплоты составляется из расходов теплоты на приготовление завтрака и обеда, или обеда и ужина.

Расход теплоты на предприятиях общественного питания определяет­ся по формуле:

**Q****П.ОП = 360** • **Z П.ОП** • **Y П.ОП** • **N** • **g П.ОП** (МДж/год)

здесь **Z П.ОП** - доля населения города, пользующегося предприятиями общественного питания (задаётся);

**Y П.ОП** - доля предприятий общественного питания города, использующих газ в виде топлива (задается);

**g П.ОП** - объединённая норма расхода теплоты на приготовление завтраков, обедов и ужинов , **g П.ОП = g****З + g****О + g****У** (МДж),

где **g****З, g****О, g****У** - нормы расхода теплоты на приготовление одного завтрака , обеда, ужина.

Считается, что из числа людей, постоянно пользующихся столовыми, кафе и ресторанами, каждый человек посещает их 360 раз в году.

Все **g** принимаются по табл.3.1 из [10].

**Z П.ОП = 0,1, Y П.ОП = 0,5, g П.ОП =** 2,1 + 4,2 + 2,1 **= 8,4** (МДж),

**Q****П.ОП =** 360 • 0,1 • 0,5 • 48180 • 8,4 **= 7284816** (МДж/год).

**4.4** Определение годового расхода теплоты при потреблении газа в учреждениях здравоохранения.

При расходе газа в больницах и санаториях следует учитывать, что их общая вместимость должна составлять 12 коек на 1000 жителей города или поселка. Расход теплоты в учреждениях здравоохранения необходим для приготовления пищи больным, для санитарной обработки белья, инструментов, помещений.

Он определяется по формуле:

**Q****ЗД = (12** • **YЗД** • **g****ЗД) / 1000** • **N** (МДж/год **),**

здесь **YЗД -** степень охвата газоснабжением учреждений здравоохранения города (задаётся);

**g****ЗД** - годовая норма расхода теплоты в лечебных учреждениях;

**g****ЗД = g****П + g****Г,**

где **g****П , g****Г** - нормы расхода теплоты на приготовление пищи и приготовлении горячей воды в лечебных учрежде­ниях.

Все **g** принимаются по табл.3.1 из [10].

**YЗД = 0,5, g****ЗД =** 3200 + 9200 **= 12400** (МДж),

**Q****ЗД =** (12 • 0,5 • 12400) / 1000 • 48180 **= 3584592** (МДж/год).

**4.5.** Определение годового расхода теплоты при потреблении газа на хлебозаводах и пекарнях.

При выпечке хлеба и кондитерских изделий, составляющих основной вид продукции данных потребителей газа, следует учитывать разницу в потреблении тепла на разные виды продукции. Норма выпечки хлеба в сутки на 1000 жителей принимается в размере 0,6  0,8 тоны. В эту норму входит выпечка и чёрного и белого хлеба, а так же выпечка кондитерских изделий. Точно определить сколько какого вида продукции потребляют жители очень трудно. Поэтому общую норму 0,6  0,8 тонны на 1000 жителей можно условно поделить пополам, считая, что хлебозаводы и пекарни поровну выпекают чёрный и белый хлеб. Выпечка кондитерских изделий может быть учтена отдельно, например, в размере 0,1 тонны на 1000 жителей в сутки.

При расчёте расхода газа следует учитывать охват газоснабжением хлебозаводов и пекарен. Общий расход теплоты (МДж/год) на хлебозаводы и пекарни определяются по формуле:

**QХЗ = YХЗ** • **N** • **[(0,3**  **0,4)** • **g ЧХ + (0,3**  **0,4)** • **g БХ + 0,1** • **g КИ]** • **365 / 1000,**

где **YХЗ** - доля охвата газоснабжением хлебозаводов и пекарен (задаётся);

 **g****ЧХ** - норма расхода теплоты на выпечку 1 тонны чёрного хлеба

 **g****БХ** - норма расхода теплоты на выпечку 1 тонны белого хлеба

 **g****КИ** - норма расхода теплоты на выпечку 1 тонны кондитерских изделий.

Все **g** принимаются по табл.3.1 из [10].

**YХЗ = 0,5, g****ЧХ = 2500** (МДж), **g****БХ = 5450** (МДж), **g****КИ = 7750** (МДж),

**QХЗ=**0,5 • 48180 • [0,4•2500 + 0,4•5450 + 0,1•7750] • 365 / 1000**=34775721,75** (МДж/год).

**4.6** Определение годового расхода теплоты на отопление, вентиляцию, горячее водоснабжение жилых и общественных зданий.

Годовой расход теплоты (МДж/год) на отопление и вентиляцию жилых и общественных зданий вычисляют по формуле:

**Q ОВ = (g ОВ** • **F** • **n О / О)** • **[(t ВН - t СР.О) / (t ВН - t РО)]**• **[24** • **(1+K) + Z** • **K 1** • **K]** (МДж/год),

**t ВН , t СР.О , t РО** - температуры соответственно внутреннего воздуха отапливаемых помещений, средняя наружного воздуха за отопительный период, расчётная наружная для данного района строительства по [ 2 ],ОС.

**К, К 1** - коэффициенты, учитывающие расходы теплоты на отопление и вентиляцию общественных зданий (при отсутствии конкрет­ных данных принимают **К = 0,25** и **K 1 = 0,4**);

**Z** - среднее число часов работы системы вентиляции общественных зданий в течение суток (**Z = 16**);

**n О** - продолжительность отопительного периода в сутках;

**F** - общая площадь отапливаемых зданий, м2;

**g ОВ** - укрупненный показатель максимального часового расхода теплоты на отопление жилых зданий по табл.3.2 из [10], МДж/ч.•м2;

**О** - коэффициент полезного действия отопительной котельной (**О = 0,8**  **0,85**);

**t ВН  =18** (С), **t СР.О = - 2,6** (С), **t РО = - 27** (С), **n О = 220** (сут), **g ОВ = 0,62** (МДж/ч.•м2),

Используя данные из табл.2.1[ ] вычисляем **F**:

**F=** 3200 • 48,875 + 4200 • 66,351565 **= 435076,5** (м2),

**Q ОВ=**(0,62•435076,5•220/)•[(18+2,6)/(18+27)]•[24•(1+0,25)+16•0,4•0,25]**=**

**=1022988648** (МДж/год).

Годовой расход теплоты (МДж/год) на централизованное горячее водоснабжение от котельных и ТЭЦ определяют по формуле:

**Q ГВ = 24** • **g ГВ** • **N ГВ** •**[ n О +(350 - n О)**• **(60 - t ХЛ)/ (60 - t ХЗ)** •****•**О** (МДж/год),

где **g ГВ** - укрупненный показатель среднечасового расхода теплоты на горячее водоснабжение определяется по табл.3.3 [10] (МДж/чел.•ч.);

**N ГВ** - число жителей города, пользующихся горячим водоснабже­нием от котельных или ТЭЦ, чел.;

**** - коэффициент учитывающий снижение расхода горячей воды в летний период (****);

**t ХЗ, t ХЛ** - температуры водопроводной воды в отопительный и лет­ний периоды, °С (при отсутствии данных принимают **t ХЛ = 15, t ХЗ = 5**).

**g ГВ = 1,47** (МДж/(чел • ч)), **N ГВ =** 270 • 66,351565 **= 17915.**

**Q ГВ=**24•1,47•17915•[220+(350-220)•(60-15)/(60-5)••**=226857585,8** (МДж/год).

**4.7** Определение годового расхода теплоты при потреблении газа на нужды торговли, предприятий бытового обслуживания населения, школ и ВУЗов.

В школах и вузах города газ может использоваться для лаборатор­ных работ. Для этих целей принимают средний расход теплоты на од­ного учащегося иди студента в размере 50 МДж/(год • чел.):

**Q Ш = 0,3** • **N** • **50** (МДж/год),

где **N** - количество жителей, (чел),

коэффициент **0,3** - доля населения школьного возраста и младше,

**Q Ш =** 48180 • 0,3 • 50 **= 722700** (МДж/год).

**4.8** Составление итоговой таблицы потребления газа городом.

Итоговая таблица расхода газа городом.

 Таблица 1

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Nоп/п | Потребитель | Годовой расход теплоты, QГОДМДж/год | Годовой расход газа,VГОД м3/год | Кол-во часов использования макс. Нагрузки, m, час/год  | Часовой расход газаVЧ м3/ч |
| **1** | **2** | **3** | **4** | **5** | **6** |
| 1 | Квартиры | 232,256 • 106 | 6831,059 • 103 | 2600 | 2627,33**3767,04** |
| 2 | Бани | 62,634 • 106 | 1842,176 • 103 | 2700 | 682,29 |
| 3 | Прачечные | 18,116 • 106 | 532,823 • 103 | 2900 | 183,73 |
| 4 | Предприятияобщепита | 7,285 • 106 | 214,265 • 103 | 2000 | 107,13 |
| 5 | Учрежденияздравоохранения | 3,585 • 106 | 105,441 • 103 | 2700 | 39,05 |
| 6 | Хлебозаводы | 34,776 • 106 | 1022,823 • 103 | 6000 | 170,47 |
| 7 | Отопление и вентиляция | 1022,989 •106 | 30,088 •106 | 2417 | 12448,49 |
| 8 | Горячее водоснабжение | 226,856 • 106 | 6672,235 • 103 | 2417 | 2760,54 |
| 9 | Котельная | 1249,846 • 106 | 36,760 • 106 | 2417 | 15208,94 |
| 10 | Школы и д/с | 722700 | 21256 | 2000 | 10,63 |
| 11 | Промышленность | 250 • 106 | 7352,941 • 103 | 6500 | 1131,22 |

**5. Определение годовых и часовых расходов газа различными потребителями города.**

Годовой расход газа в м3/год для любого потребителя города или района определяется по формуле:

**Vi ГОД = Qi ГОД / Q Н Р** (м3/год),

**Qi ГОД** - годовой расход теплоты соответствующего потребителя газа (берется из графы 3 табл. 1);

**Q Н Р** - низшая теплота сгорания (МДж/м3) , определяется по химическому составу газа (при отсутствии данных принимается равной **34** МДж/м3).

Результаты расчётов годовых расходов газа по всем потребителям города вносят в таблицу 1 в графу 4.

Потребление газа в городе различными потребителями зависит от многих факторов. Каждый потребитель имеет свои особенности и пот­ребляет газ по-своему. Между ними существует определенная неравно­мерность в потреблении газа. Учет неравномерности потребления газа осуществляется путем введения коэффициента часового максимума, ко­торый обратно пропорционален периоду, в течение которого расходу­ется годовой ресурс газа при максимальном его потреблении

**Km = 1 / m,**

где **m** - количество часов использования максимума нагрузки в году, ч / год

С помощью **Km** определяется часовой расход газа для каждого потребителя города (м3/ч)

**Vi ЧАС = Vi ГОД** • **Km = Vi ГОД / m i** (м3/ч),

Значения коэффициента **m** приведены в таблице 4.1 [10].

Кол-во часов использования максимума для отопительных котельных определяется по формуле:

**m КОТ = 24** • **n О** • **[(t ВН - t СР.О) / (t ВН - t Р.О)]** (ч / год),

**m КОТ =** 24 • 220 • [(18 + 2,6) / (18 + 27)] **= 2417** (ч / год).

**6. Построение графика годового потребления газа городом.**

Графики годового потребления газа являются основной как для пла­нирования добычи газа, так и для выбора и обоснования мероприятий, обеспечивающих регулирование неравномерности потребления га­за. Кроме того, знание годовых графиков газопотребления имеет боль­шое значение для эксплуатации городских систем газоснабжения, так как позволяет правильно планировать спрос на газ по месяцам го­да, определять необходимую мощность городских потребителей - регу­ляторов, планировать проведение реконструкции и ремонтных работ на газовых сетях и их сооружениях. Используя провалы в потреблении газа для отключения отдельных участков газопровода и газорегуляторных пунктов на ремонт, можно провести его без нарушения подачи газа потребителям [З].

Различные потребители газа в городе по-разному забирают газ из газопроводов. Самой большой сезонной неравномерностью обладают ото­пительные котельные и ТЭЦ. Наиболее стабильными потребителями газа являются промышленные пред приятия. Коммунально-бытовые потребители обладают определенной неравномерностью в потреблении газа, но зна­чительно меньшей по сравнению с отопительными котельными.

Вообще, неравномерность расходования газа отдельными потребителями определяется рядом факторов: климатическими условиями, укладом жизни населения, режимом работы промпредприятии, и т. п. Все факторы, влияющие на режим газопотребления в городе, учесть невозможно. Только накопление достаточного количества статистических данных о потреблении газа различными потребителями может дать объективную характеристику городу с точки зрения газопотребления.

Годовой график потребления газа городом строят, учитывая средне­статистические данные потребления газа по месяцам года для различных категорий потребителей. Общий расход газа в течении года разбивается по месяцам. Расход газа для каждого месяца в общем газопотреблении определяется на основании следующего расчёта

**Vi МЕС = Vi ГОД • qi / 100**

где **qi** - доля данного месяца в общегодовом потреблении газа, %.

В таблице 5.1 [10] приведены данные для определения месячных расходов газа для различных категорий потребителей [3].

Доля годового расхода газа в каждом месяце отопительно-вентиля­ционной нагрузки определяется по формуле

**g i О.В =(t В - t СР.М)• n М /**** (t В - t СР.М )• n М ,**

**t СР.М** - среднемесячные температуры, (°С);

**n М** - количество отопительных дней в месяце.

Расход газа в каждом месяце на горячее водоснабжение можно счи­тать равномерным. Этот расход газа определяет минимальную нагрузку котельной в летний период.

Определённые по формуле месячные расходы газа изображают на графике годового потребления газа городом в виде ординат, постоянных для данного месяца. После построения всех ординат для каждого месяца для всех категорий потребителей производят построение общего годового расхода по месяцам. Этот осуществляется путём суммирования ординат всех потребителей в пределах каждого месяца.

Таблица 1.1.

|  |  |
| --- | --- |
| **Потребитель** | **Процент от годового потребления газа в месяц** |
|  | **1** | **2** | **3** | **4** | **5** | **6** | **7** | **8** | **9** | **10** | **11** | **12** |
| 1 Квартиры |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 2 Бани |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 3 Прачечные |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 4 Столовые и кафе |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 5 Больницы |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 6 Хлебозаводы |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 7 Отопление и вентиляция |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 8 Горячее водоснабжение |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 9 Школы и д / с |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 10 Промышленность |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **1** | **2** | **3** | **4** | **5** | **6** | **7** | **8** | **9** | **10** | **11** | **12** |

Рис. 1 График годового потребления газа.

**7. Выбор и обоснование системы газоснабжения.**

Системы газоснабжения представляют собой сложный комплекс соо­ружений. На выбор системы газоснабжения города оказывает влияние ряд факторов. Это прежде всего :размер газифицируемой территории, особенности ее планировки, плотность населения, число и харак­тер потребителей газа, наличие естественных и искусственных пре­пятствий для прокладки газопроводов (рек, дамб, оврагов, железнодо­рожных путей, подземных сооружений и т.п.).При проектировании системы газоснабжения разрабатывают ряд вариантов и производят их технико-экономическое сравнение. Для строительства применяют наи­выгоднейший вариант.

В зависимости от максимального давления газа городские газопро­воды разделяют на следующие группы:

1. высокого давления 1 категории с давлением от 0,6 до 1,2 МПа;
2. среднего давления от 5 кПа до 0.3 МПа;
3. низкого давления до 5 кПа;

Газопроводы высокого и среднего давления служат для питания го­родских распределительных сетей среднего и низкого давления. По ним идет основная масса газа ко всем потребителям города. Эти га­зопроводы являются основными артериями, питающими город газом. Их выполняют в виде колец, полу колец иди лучей. Газ в газопроводы вы­сокого и среднего давления подается от газораспределительных станций (ГРС).

Современные системы городских газовых сетей имеют иерархическую систему построения, которая увязывается с приведённой выше классификацией газопроводов по давлению. Верхний уровень составляют газопроводы высокого давления первой и второй категории, нижний газопроводы низкого давления. Давление газа при переходе с высокого уровня на более низкий постепенно снижается. Это осуществляется с помощью регуляторов давления, установленных на ГРП.

По числу ступеней давления, применяемых в городских газовых сетях, они подразделяются на:

1. двухступенчатые, состоящие из сетей высокого или среднего давления и низкого давления;
2. трёхступенчатые, включающие газопроводы высокого, среднего и низкого давления;
3. многоступенчатые, в которых газ подаётся по газопроводам высокого (1 и 2 категорий) давления, среднего и низкого давления.

Выбор системы газоснабжения в городе зависит от характера потребителей газа, которым нужен газ соответствующего давления, а также от протяженности и нагрузки газопроводов. Чем разнообразнее потребители газа и чем большую протяженность и нагрузку имеют газопроводы, тем сложнее будет система газоснабжения.

В большинстве случаев для городов с населением до 500 тысяч человек наиболее экономически целесообразной является двухступенчатая система. Для больших городов с населением более 1000000 человек и наличием крупных промпредприятии предпочтительной является трёх или многоступенчатая системы.

**8.Определение оптимального числа ГРС и ГРП.**

**8.1** Определение числа ГРС.

Газораспределительные станции стоят во главе систем газоснабжения. Через них идёт питание кольцевых газопроводов высокого или среднего давления. К ГРС газ поступает из магистральных газопроводов под давлением 6  7 МПа. На ГРС давление газа снижается до высокого или среднего. Кроме того, на ГРС газ приобретает специфический запах. Его одоризируют. Здесь газ также подвергается дополнительной очистке от механических примесей и подсушивается.

Выбор оптимального числа ГРС для города является одним из важ­нейших вопросов. С увеличением числа ГРС уменьшаются нагрузки и радиус действия городских магистралей, что приводит к уменьшению их диаметров и снижению затрат на металл. Однако увеличение числа ГРС увеличивает затраты на их сооружение и строительство магист­ральных газопроводов, подводящих газ к ГРС, увеличиваются эксплуа­тационные расходы за счет содержания обслуживающего персонала ГРС.

При определении числа ГРС можно ориентироваться на следующее:

1. для небольших городов и посёлков с населением до 100  120 тысяч человек наиболее рациональными являются системы с одной ГРС;
2. для городов с населением 200  300 тысяч человек наиболее рациональными являются системы с двумя и тремя ГРС;
3. для городов с населением более 300 тысяч человек наиболее экономичными являются системы с тремя ГРС.

ГРС, как правило, располагаются за городской чертой. Если число ГРС более одной, то они располагаются с разных сторон города. ГРС соединяются как правило двумя нитками газопроводов, что обеспечивает более высокую надёжность газоснабжения города. Очень крупные потребители газа ( ТЭЦ, промпредприятия, металлургические заводы и т. п. ) питаются непосредственно от ГРС.

**8.2** Определение оптимального числа ГРП.

Газорегуляторные пункты стоят во главе распределительных газовых сетей низкого давления, питающих газом жилые дома. Оптимальное число ГРП определяется из соотношения

**n ОПТ = V ЧАС / V ОПТ** (шт),

где **V час** - часовой расход газа на жилые дома, м3/ч.;

 V ОПТ - оптимальный расход газа через ГРП, м3/ч.

Для определения V ОПТ необходимо вначале определить оптимальный радиус действия ГРП, который должен находиться в пределах 400  800 метров. Этот радиус определяется по формуле:

R ОПТ = 249 • (P0,081 / 0,245• (m • e)0,143) (м),

где P - расчетный перепад давления в сетях низкого давления (1000  1200 Па);

**** - коэффициент плотностей сетей низкого давления, 1/м;

** = 0,0075 + 0,003** • **m / 100** (1/м),

**m** - плотность населения по району действия ГРП, чел/га;

**e** - удельный часовой расход газа на одного человека, м3/чел.ч, который задаётся или вычисляется, если известно количество жителей (N), потребляющих газ, и известно количество газа (V), потребляемого ими в час

**e = V / N** (м3/чел. ч)

Оптимальный расход газа через ГРП определяется из соотношения:

**V ОПТ = m** • **e** • **R ОПТ 2/ 5000**

Полученное оптимальное число ГРП используют при конструировании газовых сетей низкого давления. Сетевые ГРП размещают, как правило, в центре газифицируемой территории так, чтобы все потребители газа были расположены от ГРП примерно на одинаковых расстояниях. Макси­мальное удаление ГРП от проектируемых магистральных газопроводов высокого или среднего давления должно составлять 50  100 метров.

**** = 0,0075 + 0,003 • 270 / 100 **= 0,0156** (1/м),

**e =** 2627,33 / 48180 **= 0,0545** (м3/чел.ч ),

**R ОПТ =** 249 • 10000,081 / [0,01560,245• (270 • 0,0545)0,143] = **822** (м),

**V ОПТ =** 270 • 0,0545 • 8002 / 5000 **= 1883,52** (м3 / ч),

**n ОПТ =** 2627,33 / 1883,52 **= 1,5  2 (**шт**),**

Откорректируем **VКЧАС** в соответствие с полученным числом ГРП:

**VКЧАС = n ОПТ** • **V ОПТ** (м3 / ч),

**VКЧАС = 2** • **1883,52 = 3767,04** (м3 / ч).

**9. Типовые схемы ГРП и ГРУ.**

Газорегуляторные пункты (ГРП) размещают в отдельно стоящих зда­ниях из кирпича или железобетонных блоков. Размещение ГРП в насе­ленных пунктах регламентируется СНиП [2]. На промышленных предпри­ятиях ГРП размещаются на местах вводов газопроводов на их терри­торию.

Здание ГРП имеет 4 отдельных помещения (рис. 8.1) [10] :

1. основное помещение 2, где размещается все газо-регулирующее обо­рудование;
2. помещение 3 для контрольно-измерительных приборов;
3. помещение 4 для отопительного оборудования с газовым котлом;
4. помещение 1 для вводного и выводного газопровода и ручного регу­лирования давления газа.

В типовом ГРП, изображенном на рис. 8.1 [10] , можно выделить следующие узлы:

1. узел ввода-вывода газа с байпасом 7 для ручного регулирования давления газа после ГРП;
2. узел механической очистки газа с фильтром 1;
3. узел регулирования давления газа с регулятором 2 и предохранительно-запорным клапаном 3;
4. узел измерения расхода газа с диафрагмой 6 или счётчиком газа.

В помещении для контрольно-измерительных приборов размещаются са­мопишущие манометры, измеряющие давление газа до и после ГРП, рас­ходомер газа, дифманометр, измеряющий перепад давления на фильтре. В основном помещении ГРП устанавливаются показывающие манометры, измеряющие давление газа до и после ГРП; термометры расширения, измеряющие температуру газа на вводе газа в ГРП и после узла из­мерения расхода газа.

Аксонометрическая схема газопроводов ГРП изображена на рис. 8.2. [ ] На схеме в условных изображениях в соответствии с ГОСТ 21.609-83 показаны трубопроводы, запорная арматура, регуляторы (2), предохрани­тельно-запорные клапана (З), фильтр (1), гидроэатвор (5), свечи для сброса газа в атмосферу (10,9,8), диафрагма (6) и байпас (7).

Газопровод от городской сети среднего или высокого давления подходит к ГРП под землёй. Пройдя фундамент, газопровод поднимается в помещение (1). Аналогично отводится газ из ГРП. На вводе и выводе газа в ГРП на газопроводе устанавливается изолирующие фланцы (11).

Газ высокого иди среднего давления проходит в ГРП очистку от механических примесей в фильтре (1). После фильтра газ направляет­ся к линии регулирования. Здесь давление газа снижается до необхо­димого и поддерживается постоянным с помощью регулятора (2). Предох­ранительно-запорный клапан (3) закрывает линию регулирования в слу­чаях повышения и понижения давления газа после регулятора более допустимых пределов. Верхний предел срабатывания клапана составля­ет 120 % от давления, поддерживаемого регулятором давления. Нижний предел настройки клапана для газопроводов низкого давления составляет 300 - 3000 Па; для газопроводов среднего давления - 0,003 - 0,03 МПа.

Предохранительно-сбросной клапан (ПСК) (4) защищает газовую сеть после ГРП от кратковременного повышения давления в пределах 110 % от величины давления, поддерживаемого регулятором давления. При срабатывании ПСК избыток газа выбрасывается в атмосферу через га­зопровод безопасности (9).

В помещении ГРП необходимо поддерживать положительную темпера­туру воздуха не менее 10 °С. Для этого ГРП оборудуется местной системой отопления или подключается к системе отопления одного из ближайших зданий.

Для вентиляции ГРП на крыше устанавливается дефлектор, обеспечивающий трёхкратный воздухообмен в основном помещении ГРП. Входная дверь в основное помещение ГРП в нижней её части должна иметь щели для прохода воздуха.

Освещение ГРП чаще всего выполняется наружным путем установки источников направленного света на окнах ГРП. Можно выполнять осве­щение ГРП во взрывобезопасном исполнении. В любом случае включение освещения ГРП должно осуществляться снаружи.

Возле здания ГРП оборудуется грозозащита и заземляющий контур.

**9.2** Газорегуляторные установки.

Газорегуляторные установки (ГРУ) по своим задачам и принципу работы не отличаются от ГРП. Основное их отличие от ГРП заключает­ся в том, что ГРУ можно размещать непосредственно в тех помещени­ях, где используется газ, или где-то рядом, обеспечивая свободный доступ к ГРУ. Отдельных зданий для ГРУ не строят. ГРУ обносят заг­радительной сеткой и вывешивают возле ее предупредительные плака­ты. ГРУ, как правило, сооружаются в производственных цехах, в котель­ных, у коммунально-бытовых потребителей газа. ГРУ могут выполняться в металлических шкафах, которые укрепляются на наружных стенах производственных зданий. Правила размещения ГРУ регламентируются СНиП [2].

На рис. 8.3 [10] изображена аксонометрическая схема типового ГРУ. Зде­сь приняты следующие обозначения :

1. фильтр для механической очистки газа;

2. стальные задвижки;

3. предохранительно-запорный клапан;

4. регулятор давления;

5.6.чугунные задвижки;

7. предохранительно-сбросной клапан;

8. расходомер газа;

9. самопишущие манометры;

10. показывающие манометры;

11. дифференциальный манометр на фильтре;

12. термометры расширения;

13. футляры;

14. диафрагма;

15. стальные вентили;

16. трехходовые краны;

17. пробковые краны на импульсных линиях;

18.19. пробковые краны.

К помещению, где расположено ГРУ, с точки зрения вентиляции и освещения предъявляются те же требования, что и для ГРП.

**10. Выбор оборудования газорегуляторных пунктов и установок.**

Выбор оборудования ГРП и ГРУ начинается с определения типа регулятора давления газа. После выбора регулятора давления определяются типы предохранительно-запорных и предохранительно-сбросных клапа­нов. Далее подбирается фильтр для очистки газа, а затем запорная арматура и контрольно-измерительные приборы.

**10.1** Выбор регулятора давления.

Регулятор давления должен обеспечивать пропуск через ГРП необходимого кол-во газа и поддерживать постоянное давление его независимо от расхода.

Расчётное уравнение для определения пропускной способности регулятора давления выбираются в зависимости от характера истечения газа через регулирующий орган.

При докритическом истечении, когда скорость газа при проходе через клапан регулятора не превышает скорость звука, расчётное уравнение записывается в виде

**VР = 5260** • **K V** • ****• **P** • **P1 / О** • **T** • **Z**

При сверх критическом давлении, когда скорость газа в клапане регулятора давления превышает скорость звука, расчётное уравнение имеет вид:

**VР = 5260** • **K V** • **КР**• **P1** • **P / P1) КР/ О** • **T** • **Z**

В формулах:

**K V** - коэффициент пропускной способности регулятора давления;

****- коэффициент, учитывающий неточность исходной модели для уравнений;

**= 1 - 0,46** • **(P / P1)**

**КР = 1 - 0,46** • **(P / P1) КР**

**P -** перепад давлений в линии регулирования, МПа:

**P = P1 - P2 - P КР,** (МПа),

где **P1** - абсолютное давление газа перед ГРП или ГРУ, МПа;

 **P2** - абсолютное давление газа после ГРП или ГРУ, МПа;

**P 1 =** 0,15 + 0,1 **= 0,25** (МПа),

 **P 2**= 0,005 + 0,1 = **0,105** (МПа),

**P** - потери давлении газа в линии регулирования, обычно равные 0,007 МПа**;**

**P / P1) КР** = **0,5**

**КР =** 1 - 0,46 • 0,5 **= 0,77**

**О = 0,73** -плотность газа при нормальном давлении, кг/м3;

 **Т** - абсолютная температура газа равная **283** К;

 **Z** - коэффициент, учитывающий отклонение свойств газа от свойств идеального газа (при Р1 МПа **Z = 1**).

Расчётный расход **VР** должен быть больше оптимального расхода газа через ГРП на 15,20%, то есть:

**VР = (1,15  1,2)** • **V ОПТ** (м3/ч.),

**VР =** 1,2 • 1883,52 **= 2260,224** (м3/ч.),

Определить режим истечения газа через клапан регулятора можно по соотношению

**Р2 / Р1 =** 0,105 / 0,25 **= 0,42**

Если **Р2 / Р1** ****то течение газа будет докритическим и поэтому следует применять уравнение первое.

Так как **Р2 / Р1 **то течение газа будет сверхкритическим и поэтому следует применять уравнение второе.

Из вышеуказанных уравнений для определения типа регулятора определяем его коэффициент пропускной способности **K V**.

**K V = V Р / [ 5260** • **КР**• **P1** • **P / P1) КР/ О** • **T** • **Z)]**

**K V =** 2260,224 / [ 5260 • • 0,25 • /  • 283 • 1)] **= 45,37**

Определив **K V** по таблице 9.1 [ ] выбираем тип регулятора с **K V** ближайшим большим значением, чем получен по расчёту.

По расчёту получен **K V = 45,37** Ближайший **К V** в таблице равен 50 и относится к регулятору **РДУ-50**. Следовательно, этот регулятор следует установить в ГРП.

**10.2** Выбор предохранительно-запорного клапана.

Промышленность выпускает два типа ПЗК: ПКН и ПКВ. Первый следует применять в случаях, когда после ГРП или ГРУ поддерживается низкое давление, второй - среднее. Габариты и тип клапана определяются типом регулятора давления. ПЗК обычно выбирают с таким же условным диаметром, как и регулятор.

Определен тип регулятора **РДУК-50**. Этот регулятор имеет условный диаметр **50** мм. Следовательно, ПЗК будет или **ПКН-50**.

**10.3** Выбор предохранительно-сбросного клапана.

Предохранительно-сбросной клапан подбирается по пропускной спо­собности регулятора давления. Пропускная способность ПСК должна составлять не менее 10 % от пропускной способности регулятора давления или не менее пропускной способности наибольшего из клапанов. Выбираем **ПСК-50Н/0,05**.

**10.4** Выбор фильтра.

Задачей фильтра в ГРП или ГРУ является отчистка от механических примесей. При этом фильтр должен пропускать весь газовый поток, не превышая допустимую потерю давления на себе в размере 10000 Па.

Промышленность выпускает два вида газовых фильтров: кассетные с литым корпусом типа ФВ-100 и ФВ-200; кассетные со сварным корпусом типа ФГ7-50-6; ФГ9-50-12; ФГ15-100-6; ФГ19-10-12; ФГ36-200-6; ФГ46-200-12; ФГ80-300-6; ФГ100-300-12.

Первый тип фильтров предназначен для небольших до 3800 м3/ч расходов газа. Второй тип фильтров предназначен для пропуска больших расходов газа. Число после ФГ означает пропускную способность фильтра в тысячах кубических метров в час.

Для подбора фильтра необходимо определить перепад давления газа на нем при расчетном расходе газа через ГРП или ГРУ.

Для фильтров этот перепад давления определяют по формуле:

**Р = 0,1** • **Р ГР** • **( V Р / V ГР)2** • **О / Р1** (Па),

где **Р ГР** - паспортное значение перепада давления газа на фильтре, Па;

 **V ГР** - паспортное значение пропускной способности фильтра, м3/ч;

 **О** - плотность газа при нормальных условиях, кг/м3;

 **Р1** - абсолютное давление газа перед фильтром, МПа;

 **VР** - расчетный расход газа через ГРП иди ГРУ, м3/ч.

**Р ГР  = 10000** (Па), **V ГР = 7000** (м3/ч), **О = 0,73** (кг/м3),

За исходный возьмем фильтр **ФГ 7 - 50 - 6**

**Р =** 0,1 • 10000 • (2260,224 / 7000)2 • 0,73 / 0,25 **= 304,43** (Па),

Перепад для фильтра ГРП не превышает допустимого значения 10000 Па , следовательно

выбран фильтр **ФГ 7 - 50 - 6**.

**10.5** Выбор запорной арматуры.

Запорная арматура (задвижки, вентили, пробковые краны), применяются в ГРП и ГРУ должна быть рассчитана на газовую среду. Главными критериями при выборе запорной арматуры являются условный диаметр DУ и исполнительное давление РУ.

Задвижки применяются как с выдвижными, так и с не выдвижными шпинделем. Первые предпочтительней для надземной установки, вторые - для подземной.

Вентили применяют в тех случаях, когда повышенной потерей давления можно пренебречь, например, на импульсных линиях.

Пробковые краны имеют значительно меньшее гидравлическое сопротивление, чем вентили. Их различают по затяжке конической пробки на натяжные и сальниковые, а по методу присоединения к трубам - на муфтовые и фланцевые.

Материалом для изготовления запорной арматуры служат: углеродистая сталь, легированная сталь, серый и ковкий чугун, латунь и бронза.

Запорная арматура из серого чугуна применяется при рабочем давлении газа не более 0,6 МПа. Стальная, латунная и бронзовая при давлении до 1,6 МПа. Рабочая температура для чугунной и бронзовой арматуры должна быть не ниже -35 С, для стальной не менее -40 С.

На входе газа в ГРП следует применять стальную арматуру, или арматуру из ковкого чугуна. На выходе из ГРП при низком давлении можно применять арматуру из серого чугуна. Она дешевле стальной.

Условный диаметр задвижек в ГРП должен соответствовать диаметру газопроводов на входе и выходе газа. Условный диаметр вентилей и кранов на импульсных линиях ГРП или ГРУ рекомендуется выбирать равным 20 мм или 15 мм.

**11. Конструктивные элементы газопроводов.**

На газопроводах применяются следующие конструктивные элементы:

1. трубы;
2. запорно-регулирующая арматура;
3. линзовые компенсаторы;
4. сборники конденсата;
5. футляры;
6. колодцы;
7. опоры и кронштейны для наружных газопроводов;
8. системы защиты подземных газопроводов от коррозии;
9. контрольные пункты для измерения потенциала газопроводов относи­тельно грунта и определения утечек газа.

Трубы составляют основную часть газопроводов, по ним транспортируется газ к потребителям. Все соединения труб на газопроводах выполняются только сварными. Фланцевые соединения допускаются только местах установки запорно-регулирующей арматуры.

**11.1** Трубы.

Для строительства систем газоснабжения следует применять стальные прямошовные, спиральношовные сварные и бесшовные трубы изготавливаемые из хорошо свариваемых сталей, содержащих не более 0,25 % углерода, 0,056 % серы и 0,046 % фосфора. Для газопроводов, например, применяется сталь углеродистая обыкновенного качества, спокойная, группы В ГОСТ 14637-89 и ГОСТ 16523-89 не ниже второй категории марок Ст. 2, Ст. 3, а также Ст. 4 при содержании в ней углерода не более 0,25 %.

А - нормирование (гарантия) механических свойств;

Б - нормирование (гарантия) химического состава;

В - нормирование (гарантия) химического состава и механических свойств;

Г - нормирование (гарантия) химического состава и механических свойств на термообработанных образцах;

Д - без нормируемых показателей химического состава и механических свойств.

Согласно [2] рекомендуется применять трубы следующих групп пос­тавки:

- при расчетной температуре наружного воздуха до - 40 °С - группу В;

- при температуре - 40 °С и ниже - группы В и Г.

При выборе труб для строительства газопроводов следует применять, как правило, трубы, изготовленные из более дешевой углеродистой стали по ГОСТ 380-88 или ГОСТ 1050-88.

**11.2** Детали газопроводов.

К деталям газопроводов относятся: отводы, переходы, тройники, заглушки.

Отводы устанавливаются в местах поворотов газопроводов на углы 90° , 60° или 45°.

Переходы устанавливаются в местах изменения диаметров газопрово­дов. На чертежах и схемах их изображают следующим образом

Тройники служат для закрытия и герметизации торцевых частей тупи­ковых участков газопроводов. Их применяют в местах подключения к газопроводам потребителей.

Заглушки служат для закрытия и герметизации торцевых частей тупиковых участков газопроводов. Заглушки представляют собой круг со­ответствующего диаметра, выполненный из стали тех же марок, что и газопровод. Обозначение деталей газопроводов приводятся в приложении 4 [10].

**12. Гидравлический расчёт газопроводов.**

Основная задача гидравлических расчетов заключается в том, чтобы определить диаметры газопроводов. С точки зрения методов гидравли­ческие расчеты газопроводов можно разделить на следующие типы:

1. расчет кольцевых сетей высокого и среднего давления;
2. расчет тупиковых сетей высокого и среднего давления;
3. расчет многокольцевых сетей низкого давления;
4. расчет тупиковых сетей низкого давления.

Для проведения гидравлических расчётов необходимо иметь следующие исходные данные:

1. расчетную схему газопровода с указанием на ней номеров и длин участков;
2. часовые расходы газа у всех потребителей, подключенных к данной сети;
3. допустимые перепады давления газа в сети.

Расчетная схема газопровода составляется в упрощенном виде по плану газифицируемого района. Все участки газопроводов как бы вып­рямляются и указываются их полные длины со всеми изгибами и поворотами. Точки расположения потребителей газа на плаке определяются местами расположения соответствующих ГРП или ГРУ.

**12.1** Гидравлический расчет кольцевых сетей высокого и среднего давления.

Гидравлический режим работы газопроводов высокого и среднего давления назначается из условий максимального газопотребления.

Расчёт подобных сетей состоит из трёх этапов:

1. расчет в аварийных режимах;
2. расчет при нормальном потокораспределении ;
3. расчёт ответвлений от кольцевого газопровода.

#  ГРП

L=0,07км

**(18)**

L=0,66км

 **(15)**

L=0,07км

**(14)**

L=0,37км

**(16)**

L=1,68км

**(17)**

16

17

 0

15

14

**(35)**

L=0,05

**(34)**

L=0,06

**(33)**

L=0,08

**(32)**

L=0,08

 **(1)**

L=0,2км

 **V14**

19,525

**V15**

26,78

**V16**

85,235

**V17**

433,01

**V1**

26,78

**(31)**

 L=0,17

 **V13**

3,543

**(19)**

 L=0,12

13

 1

**(13)**

 L=0,43км

 **(2)**

L=0,21км

 **V12**

85,235

**(30)**

 L=0,07

12

 **V2**

1883,52

**(12)**

L=0,23км

**(20)**

 L=0,11

 2

 **V11**

15208,94

 **(3)**

L=0,14км

**(29)**

 L=0,06

11

**(11)**

L=0,04км

 **V3**

3,543

**(21)**

 L=0,08

 3

 **V10**

26,78

**(28)**

 L=0,15

10

 **(4)**

L=0,41км

**(10)**

L=0,11км

 **V4**

1131,22

**(22)**

 L=0,16

 4

 **V9**

1883,52

**(27)**

 L=0,15

 9

**V5**

26,78

**V6**

19,525

**V7**

433,01

**V8**

3,543

 **(26)**

L=0,1

 **(25)**

L=0,07

 **(24)**

L=0,12

 **(23)**

L=0,04

8

 7

 6

 5

**(9)**

L=0,2км

**(8)**

L=0,11км

**(7)**

L=0,16км

**(6)**

L=0,14км

**(5)**

L=0,83км

рис.2. Расчётная схема кольцевого газопровода высокого давления.

Расчетная схема газопровода представлена на рис. 2 . Длины от­дельных участков указаны в метрах. Номера расчетных участков указа­ны числами в кружках. Расход газа отдельными потребителями обозначен буквой V и имеет размерность м3/ч. Места изменения расхода газа на кольце обозначены цифрами 0, 1, 2, ..... , и т. д.. Источник питания газом (ГРС) подключен к точке 0.

Газопровод высокого давления имеет в начальной точке 0 избыточ­ное давление газа **Р Н =0,6** МПа. Конечное давление газа **Р К = 0,15 МПа**. Это давление должно поддерживаться у всех потребителей, подключен­ных к данному кольцу, одинаковым независимо от места их расположе­ния.

В расчетах используется абсолютное давление газа, поэтому расчет­ные **Р Н =0,7** МПа **и РК=0,25** МПа. Длины участков переведены в километры.

Для начало расчёта определяем среднюю удельную разность квадратов давлений:

**А СР = (Р2н - Р2к) / 1,1** • **l i**

где **l i** - сумма длин всех участков по расчётному направлению, км.

Множитель 1,1 означает искусственное увеличение длинны газопровода для компенсации различных местных сопротивлений (повороты, задвижки, компенсаторы и т. п.).

Далее, используя среднее значение **А СР** и расчетный расход газа на соответствующем участке, по номограмме рис. 11.2 [10] определяем диаметр газопровода и по нему, используя ту же номограмму, уточняем значе­ние **А** для выбранного стандартного диаметра газопровода. Затем по уточненному значению **А** и расчетной длине, определяем точное значе­ние разности **Р2н - Р2к** на участке. Все расчеты сводят в таблицы.

**12.1.1** Расчет в аварийных режимах.

Аварийные режимы работы газопровода наступают тогда, когда откажут в работе участки газопровода, примыкающие к точке питания 0. В нашем случае это участки 1 и 18. Питание потребителей в аварийных режимах должно осуществляться по тупиковой сети с условием обязательного поддержания давления газа у последнего потребителя **Р К = 0,25** МПа.

Результаты расчетов сводим в табл. 2 и 3.

Расход газа на участках определяется по формуле:

**VР = 0,59** • ** (К ОБ i** • **V i)** (м3 / ч),

где **К ОБ i** - коэффициент обеспеченности различных потребителей газа;

 **V i** - часовой расход газа у соответствующего потребителя, м3 / ч.

Для простоты коэффициент обеспеченности принят равным 0,8 у всех потребителей газа.

Расчетную длину участков газопровода определяют по уравнению:

**l Р = 1,1** • **l Г** (км),

Средняя удельная разность квадратов давлений в первом аварийном режиме составит:

**А СР** = (0,72 - 0,252) / 1,1• 6,06 = **0,064** (МПа2 / км),

** l i = 6,06** (км),

Табл. 2.

|  |
| --- |
| Отказал участок 1 |
| № уч. | d У  мм | l Ркм | V Рм3 / ч | Р2н-Р2кl Р | Р2н-Р2к ,  МПа2 |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| 18 | 500 | 0,077 | 10053,831 | 0,045 | 0,003465 |
| 17 | 500 | 1,848 | 9849,4501 | 0,04 | 0,07392 |
| 16 | 500 | 0,407 | 9809,2192 | 0,04 | 0,01628 |
| 15 | 500 | 0,726 | 9796,579 | 0,04 | 0,02904 |
| 14 | 400 | 0,077 | 9787,3632 | 0,19 | 0,01463 |
| 13 | 400 | 0,473 | 9785,6909 | 0,19 | 0,08987 |
| 12 | 400 | 0,253 | 9745,46 | 0,18 | 0,04554 |
| 11 | 250 | 0,044 | 2566,8403 | 0,1 | 0,0044 |
| 10 | 250 | 0,121 | 2554,2002 | 0,1 | 0,0121 |
| 9 | 250 | 0,22 | 1665,1787 | 0,053 | 0,01166 |
| 8 | 250 | 0,121 | 1663,5064 | 0,053 | 0,006413 |
| 7 | 250 | 0,176 | 1459,1257 | 0,045 | 0,00792 |
| 6 | 250 | 0,154 | 1449,9099 | 0,045 | 0,00693 |
| 5 | 250 | 0,913 | 1437,2697 | 0,045 | 0,041085 |
| 4 | 200 | 0,451 | 903,3339 | 0,045 | 0,020295 |
| 3 | 150 | 0,154 | 901,6616 | 0,2 | 0,0308 |
| 2 | 100 | 0,363 | 12,64016 | 0,031 | 0,011253 |
|  |  | lР=6,578 |  |  | (Р2н-Р2к)=0,425601 |

**P К** = (0,7 2 - 0,425601) - 0,1 = 0,1537696 Ошибка: **1,5 %**  **5 %**

Отсюда следует, расчёт сделан правильно.

Переходим к расчету во втором аварийном режиме.

Табл. 3.

|  |
| --- |
| Отказал участок 18 |
| № уч. | d У  мм | l Ркм | V Рм3 / ч | Р2н-Р2кl Р | Р2н-Р2к ,  МПа2 |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| 1 | 500 | 0,22 | 10053,831 | 0,045 | 0,0099 |
| 2 | 500 | 0,231 | 10041,191 | 0,045 | 0,010395 |
| 3 | 500 | 0,154 | 9152,1692 | 0,038 | 0,005852 |
| 4 | 500 | 0,451 | 9150,4969 | 0,038 | 0,017138 |
| 5 | 400 | 0,913 | 8616,5611 | 0,1 | 0,0913 |
| 6 | 400 | 0,154 | 8603,9209 | 0,1 | 0,0154 |
| 7 | 400 | 0,176 | 8594,7051 | 0,1 | 0,0176 |
| 8 | 400 | 0,121 | 8390,3244 | 0,1 | 0,0121 |
| 9 | 400 | 0,22 | 8388,6521 | 0,1 | 0,022 |
| 10 | 400 | 0,121 | 7499,6307 | 0,085 | 0,010285 |
| 11 | 400 | 0,044 | 7486,9905 | 0,085 | 0,00374 |
| 12 | 125 | 0,253 | 308,37082 | 0,085 | 0,021505 |
| 13 | 125 | 0,473 | 268,1399 | 0,06 | 0,02838 |
| 14 | 125 | 0,077 | 266,4676 | 0,06 | 0,00462 |
| 15 | 125 | 0,726 | 257,2518 | 0,06 | 0,04356 |
| 16 | 125 | 0,407 | 244,61169 | 0,06 | 0,02442 |
| 17 | 125 | 1,903 | 204,38072 | 0,045 | 0,085635 |
|  |  | lР=6,644 |  |  | (Р2н-Р2к)=0,42383 |

**P К** = (0,7 2 - 0,42383) - 0,1 = 0,1572353 Ошибка: **2,9 %**  **5 %**

Отсюда следует, расчёт сделан правильно.

На этом расчет во втором аварийном режиме заканчивается.

Зная потери давления на каждом участке, определяем абсолютное давление в каждой точке в обоих аварийных режимах:

 **P i = P 2Н - (P 2Н - P 2К) i** ,

где **(P 2Н - P 2К)** - сумма разности квадратов давлений на участках, предшествующих точке определения давления.

Все расчеты по определению давлений в различных точках кольца можно свести в таблицу.

 Табл. 4.

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Номер точки на кольце | Отказал участок 1 | Отказал участок 19 |
|  | Давление газа, МПа | Давление газа, МПа |
| 0 | 0,7 | 0,7 |
| 1 | 0,2537696 | 0,6928925 |
| 2 | 0,2750491 | 0,6853503 |
| 3 | 0,3262698 | 6810675 |
| 4 | 0,3560154 | 0,6683674 |
| 5 | 0,409673 | 0,5961669 |
| 6 | 0,418055 | 0,5831081 |
| 7 | 0,4274131 | 0,567816 |
| 8 | 0,4348505 | 0,5570592 |
| 9 | 0,4480569 | 0,5369497 |
| 10 | 0,4613621 | 0,5272855 |
| 11 | 0,4661062 | 0,523727 |
| 12 | 0,5126353 | 0,5027773 |
| 13 | 0,593856 | 0,473714 |
| 14 | 0,6060487 | 0,4688123 |
| 15 | 0,6295514 | 0,4197916 |
| 16 | 0,6423512 | 0,3896216 |
| 17 | 0,6975206 | 0,2572353 |

Давление газа в точках подключения к кольцу потребителей необходимо знать для определения диаметров ответвлений при гидравлическом расчете последних.

**12.1.2** Расчет ответвлений.

В этом расчете определяются диаметры газопроводов, подводящих газ от кольцевого газопровода к потребителям V 1, V 2, ..... , и т. д.. Для этого используется расчет давления в точках изменения расходов 1, 2, 3, .... 17 сведенный в таблицу ? . Перепад давлений в точке подключения газопровода ответвления к кольцевому газопроводу и заданным конечным давлением у потребителя.

Для определения начального давления из таблицы 2,3 для одной и той же точки выбираем наименьшее абсолютное давление газа. Далее определяется удельная разность квадратов давлений на участке:

**A = (P 2Н - P 2К) / 1,1 • l Г i** , (МПа2 / км),

По номограмме рис. 11.2 из [10] определяем диаметр газопровода.

Все расчеты по определению диаметров ответвлений сводим в таблицу:

**А19 = 0,0145;**

**А20 = 0,1085;**

**А21 = 0,4997;**

**А22 = 0,3649;**

**А23 = 2,3944;**

**А24 = 0,8501;**

**А25 = 1,5606;**

**А26 = 1,1505;**

**А27 = 0,8376;**

**А28 = 0,9114;**

**А29 = 2,3447;**

**А30 = 2,4715;**

**А31 = 0,8657;**

**А32 = 1,7872;**

**А33 = 1,2924;**

**А34 = 1,3528;**

**А35 = 0,0664;**

 Табл. 5.

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Номер ответв-ления. | Начальное давление,МПа | Конечное давление, МПа | Длина участка,Км | Расход газа,м3 / ч | Диаметр условный,мм |
| 19 | 0,2538 | 0,25 | 0,12 | 26,78 | 125 |
| 20 | 0,275 | 0,25 | 0,11 | 1883,52 | 200 |
| 21 | 0,3263 | 0,25 | 0,08 | 3,543 | 100 |
| 22 | 0,356 | 0,25 | 0,16 | 1131,22 | 150 |
| 23 | 0,4097 | 0,25 | 0,04 | 26,78 | 100 |
| 24 | 0,418 | 0,25 | 0,12 | 19,525 | 100 |
| 25 | 0,4274 | 0,25 | 0,07 | 433,01 | 100 |
| 26 | 0,4348 | 0,25 | 0,1 | 3,543 | 100 |
| 27 | 0,448 | 0,25 | 0,15 | 1883,52 | 250 |
| 28 | 0,4614 | 0,25 | 0,15 | 26,78 | 100 |
| 29 | 0,4661 | 0,25 | 0,06 | 15208,94 | 300 |
| 30 | 0,5028 | 0,25 | 0,07 | 85,235 | 100 |
| 31 | 0,4737 | 0,25 | 0,17 | 3,543 | 100 |
| 32 | 0,4688 | 0,25 | 0,08 | 19,525 | 100 |
| 33 | 0,4198 | 0,25 | 0,08 | 26,78 | 100 |
| 34 | 0,3896 | 0,25 | 0,06 | 85,235 | 100 |
| 35 | 0,2572 | 0,25 | 0,05 | 433,01 | 150 |

**12.1.3** Расчёт при нормальном потокораспределении.

Нормальное потокораспределение предполагает движение газа от питания кольца в обе стороны.

Точка схода обоих потоков газа должна находиться где-то на кольце. Эта точка определяется из следующих условий - расходы газа по обоим направлениям кольца должны быть примерно одинаковыми.

Расчёты при нормальном потокораспределении рекомендуется свести в таблицу.

 Таблица 6.

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| NО участка. | Расход на участке,м3/ч | Диаметр газопровода,мм | Длина участка,км | Р2Н-Р2К/l,МПа2/км | Р2Н-Р2К,МПа2 | Р2Н-Р2К/VУЧ,• 10-6 |
| **1** | **2** | **3** | **4** | **5** | **6** | **7** |
| 1 | -10650,2445 | 500 | 0,2 | 0,052 | 0,0104 | 0,976 |
| 2 | -10623,4645 | 500 | 0,21 | 0,052 | 0,01092 | 1,026 |
| 3 | -8739,9445 | 500 | 0,14 | 0,034 | 0,00476 | 0,545 |
| 4 | -8736,4015 | 500 | 0,41 | 0,034 | 0,01394 | 1,596 |
| 5 | -7605,1815 | 400 | 0,83 | 0,085 | 0,07055 | 9,277 |
| 6 | -7578,4015 | 400 | 0,14 | 0,085 | 0,0119 | 1,57 |
| 7 | -7558,8765 | 400 | 0,16 | 0,085 | 0,0136 | 1,799 |
| 8 | -7125,8665 | 400 | 0,11 | 0,075 | 0,00825 | 1,158 |
| 9 | -7122,3235 | 400 | 0,2 | 0,075 | 0,015 | 2,106 |
| 10 | -5238,8035 | 400 | 0,11 | 0,039 | 0,00429 | 0,819 |
| 11 | -5212,0235 | 400 | 0,04 | 0,039 | 0,00156 | 0,299 |
| 12 | +9996,9165 | 400 | 0,23 | 0,122 | 0,02806 | 2,807 |
| 13 | +10082,1515 | 400 | 0,43 | 0,122 | 0,05246 | 5,203 |
| 14 | +10085,6945 | 400 | 0,07 | 0,122 | 0,00854 | 0,847 |
| 15 | +10105,2195 | 500 | 0,66 | 0,045 | 0,0297 | 2,939 |
| 16 | +10131,9995 | 500 | 0,37 | 0,045 | 0,01665 | 1,643 |
| 17 | +10217,2345 | 500 | 1,68 | 0,045 | 0,0756 | 7,399 |
| 18 | +10650,2445 | 500 | 0,07 | 0,05 | 0,0035 | 0,329 |
|  |  |  |  |  | = 0,37968 | = 42,34•10-6 |
|  |  |  |  |  |  |  |

\* Знаки "+" и "-" означают условное деление потоков газа на положительные (направление по часовой стрелке) и отрицательные (движение против часовой стрелки).

Для определения ошибки надо просуммировать по модулю все числа в графе 6 и оценить разность положительных и отрицательных чисел в этой же графе по нижеприведенной формуле

Ошибка составляет: 0,04934 • 100 / 0,5 • 0,37968 = **25,99 %**

Диаметры участков газопровода в этом режиме выбираются из таб­лицы расчетов в аварийных режимах. Для каждого участка принимается наибольший из двух диаметров. При этом размеры диаметров на голов­ных участках кольца будут наибольшими. Далее размеры диаметров бу­дут монотонно убывать в направлении точки схода потоков.

Для определения удельной разности квадратов давлений на участке используют номограмму рис. 11.2. [10]. Их определяют по известным диаметру и расходу и вносят в графу 5 таблицы . Зная расчетные длины участков, вычисляют разности квадратов давлений на участках и вносят их в графу 6 таблицы .

Критерием правильности расчёта является равенство сумм положительных и отрицательных значений Р2н - Р2к. Если равенства нет, то разность этих значений не должна превышать 10 % от половины абсолютного значения суммы чисел в графе 6 таблицы. В нашем примере эта разность составляет 25,99 %, что слишком много.

Следовательно, расчёт надо повторить.

Для снижения ошибки надо подсчитать так называемый круговой расход по формуле

**V = (Р2н - Р2к)** • **106 / 2** • **Р2н - Р2к) / Vi.**

**V =** 0,04934 • 106 / 2 • 42,34 = 582,66 **600** (м3/ч),

Сумма в знаменателе этой формулы берется из графы 7 таблицы 6.

Увеличим все положительные расходы на 600 м3/ч, а все отрицательные расходы уменьшим также на 600 м2/ч. Повторим расчет при новых зна­чениях расходов на участках

 Таблица 7.

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| NО Участка. | Расход на участке,м3/ч | Диаметр газопровода,мм | Длина участка,км | Р2Н-Р2К/l,МПа2/км | Р2Н-Р2К,МПа2 | Р2Н-Р2К/VУЧ,• 10-6 |
| **1** | **2** | **3** | **4** | **5** | **6** | **7** |
| 1 | -11250,2445 | 500 | 0,2 | 0,06 | 0,012 | 0,976 |
| 2 | -11223,4645 | 500 | 0,21 | 0,06 | 0,0126 | 1,026 |
| 3 | - 9339,9445 | 500 | 0,14 | 0,037 | 0,00518 | 0,545 |
| 4 | -9336,4015 | 500 | 0,41 | 0,037 | 0,01517 | 1,596 |
| 5 | -8205,1815 | 400 | 0,83 | 0,1 | 0,083 | 9,277 |
| 6 | -8178,4015 | 400 | 0,14 | 0,1 | 0,014 | 1,57 |
| 7 | -8158,8765 | 400 | 0,16 | 0,1 | 0,016 | 1,799 |
| 8 | -7125,8665 | 400 | 0,11 | 0,085 | 0,00935 | 1,158 |
| 9 | -7725,3235 | 400 | 0,2 | 0,085 | 0,017 | 2,106 |
| 10 | -5838,8035 | 400 | 0,11 | 0,048 | 0,00528 | 0,819 |
| 11 | -5812,0235 | 400 | 0,04 | 0,048 | 0,00192 | 0,299 |
| 12 | +9396,9165 | 400 | 0,23 | 0,117 | 0,02691 | 2,807 |
| 13 | +9482,1515 | 400 | 0,43 | 0,117 | 0,05031 | 5,203 |
| 14 | +9485,6945 | 400 | 0,07 | 0,117 | 0,00819 | 0,847 |
| 15 | +9505,2195 | 500 | 0,66 | 0,038 | 0,02508 | 2,939 |
| 16 | +9531,9995 | 500 | 0,37 | 0,038 | 0,01406 | 1,643 |
| 17 | +9617,2345 | 500 | 1,68 | 0,038 | 0,06384 | 7,399 |
| 18 | +10050,2445 | 500 | 0,07 | 0,045 | 0,00315 | 0,329 |
|  |  |  |  |  | = 0,38304 | = 43,5•10-6 |
|  |  |  |  |  | +0,00004 |  |

Ошибка составляет: 0,00004 • 100 / 0,5 • 0,38304 = **0,02 %,**

После введения кругового расхода ошибка снизилась до 0,02%, что приемлемо.

На этом гидравлический расчет газопровода высокого дав­ления заканчивается.

**12.2.** Гидравлический расчет многокольцевых газовых сетей низкого давления.

Гидравлический расчет газопроводов низкого давления (до 5 кПа) сводится к решению транспортной задачи с последующей ее оптимизацией.

Исходные данные для расчета:

1. Общий расход газа через ГРП, питающее сеть низкого давления:

 **V0 = 1883,52** (м3 / ч).

2. Расчетная схема: рис. 3.

3. Расчетный перепад давления в сети:

 **P = 1200** (Па).

Задачей гидравлического расчета сети низкого давления является определение диаметров всех ее участков при соблюдении заданного **P**. Минимальный диаметр труб в сети должен быть равен **50** мм.

Путевые расходы газа на участках определяются по формуле:

 **VПУТ = l ПР i • V0 / l ПР i**

где **l ПР i** - приведенная длина участка, м

 **l ПР i** = **l Р • К Э • К З**

 **l Р -** расчетная длина участка (**l Р = 1,1 • l Г**), м;

 **l Г**- геометрическая длина участка по плану района газификации, м;

 **К Э** - коэффициент этажности, учитывающий наличие зданий различной этажности;

 **К З** - коэффициент застройки, учитывающий плотность жилой застройки по трассе газопровода.

Расчет путевых расходов газа сводим в таблицу 8.

 Табл. 8.

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Номер участка | Геометрич.Длина,м | РасчетнаяДлина,м | Коэфф. Этажности | Коэфф.Застройки | Приведенаядлина,м | Путевойрасход,м3 / ч |
| **1** | **2** | **3** | **4** | **5** | **6** | **7** |
| 0-1 | 20 | 22 | 1 | 0 | 0 | 0 |
| 1-2 | 100 | 110 | 1 | 1 | 110 | 48,29538 |
| 2-3 | 200 | 220 | 1 | 1 | 220 | 96,59077 |
| 1-4 | 300 | 330 | 1 | 1 | 330 | 144,8862 |
| 4-5 | 300 | 330 | 1 | 1 | 330 | 144,8862 |
| 2-6 | 300 | 330 | 1 | 1 | 330 | 144,8862 |
| 3-7 | 300 | 330 | 1 | 1 | 330 | 144,8862 |
| 5-6 | 400 | 440 | 1 | 1 | 440 | 193,1815 |
| 6-7 | 200 | 220 | 1 | 1 | 220 | 96,59077 |
| 7-8 | 200 | 220 | 1 | 1 | 220 | 96,59077 |
| 6-9 | 200 | 220 | 1 | 1 | 220 | 96,59077 |
| 4-10 | 300 | 330 | 1 | 1 | 330 | 144,8862 |
| 3-12 | 300 | 330 | 1 | 1 | 330 | 144,8862 |
| 10-14 | 200 | 220 | 1 | 1 | 220 | 96,59077 |
| 10-11 | 200 | 220 | 1 | 1 | 220 | 96,59077 |
| 12-13 | 200 | 220 | 1 | 1 | 220 | 96,59077 |
| 12-14 | 200 | 220 | 1 | 1 | 220 | 96,59077 |
|  |  |  |  |  | **l ПР = 5940** |  |

Определяем узловые расходы газа:

**V УЗЛ i = 0,5 •  V ПУТ i** , (м3/ч),

где ** V ПУТ i -** сумма путевых расходов газа на участках, примыкающих к узлу, (м3/ч),

**V УЗЛ 1** = **96,59077** (м3/ ч),

**V УЗЛ 2 = 144,8862** (м3/ ч),

**V УЗЛ 3 = 193,1815** (м3/ ч),

**V УЗЛ 4 = 217,3292** (м3/ ч),

**V УЗЛ 5 = 169,0338** (м3/ ч),

**V УЗЛ 6 = 265,6246** (м3/ ч),

**V УЗЛ 7 = 169,0338** (м3/ ч),

**V УЗЛ 8 = 48,0338** (м3/ ч),

**V УЗЛ 9 = 48,29538** (м3/ ч),

**V УЗЛ 10 = 169,0338** (м3/ ч),

**V УЗЛ 11 = 48,29538** (м3/ ч),

**V УЗЛ 12 = 169,0338** (м3/ ч),

**V УЗЛ 13 = 48,29538** (м3/ ч),

**V УЗЛ 14 = 96,59077** (м3/ ч),

Определяем расчетный расход газа на участках.

При вычислении расчетного расхода газа используют первое правило Кирхгофа для сетей, которое можно сформулировать так: алгебраическая сумма всех потоков газа в узле равна нулю.

Минимальное значение расчетного расхода газа на участке должно быть равно половине путевого. Для обеспечения экономичности системы следует выделить главные направления, по которым транспортируется большая часть газа.

Такими направлениями будут:

0-1-2-3-7-8

0-1-2-6-7-8

0-1-2-6-9

0-1-2-6-5

0-1-4-5

0-1-4-10-11

0-1-4-10-14

0-1-2-3-12-13

0-1-2-3-12-14

На этих направлениях можно выделить участки, по которым идут транзитные потоки газа. Это участки:

1-2; 2-6; 2-3; 3-12; 1-4; 4-10.

Здесь расчетный расход определяется по правилу Кирхгофа.

На участках, где нет транзитных потоков газа:

**VР = 0,5 • VПУТ** (м3/ч),

**VР 0-1**= **1786,929** (м3/ ч)

**VР 1-2**= **1134,942** (м3/ ч)

**VР 2-3**= **531,2492** (м3/ ч)

**VР 1-4**= **555,3969** (м3/ ч)

**VР 4-5**= **72,44308** (м3/ ч)

**VР 2-6**= **458,8062** (м3/ ч)

**VР 3-7**= **72,44308** (м3/ ч)

**VР 5-6**= **96,59077** (м3/ ч)

**VР 6-7**= **48,29538** (м3/ ч)

**VР 7-8**= **48,29538** (м3/ ч)

**VР 6-9**= **48,29538** (м3/ ч)

**VР 4-10**= **265,6246** (м3/ ч)

**VР 3-12**= **265,6246** (м3/ ч)

**VР 10-14**= **48,29538** (м3/ ч)

**VР 10-11**= **48,29538** (м3/ ч)

**VР 12-13**= **48,29538** (м3/ ч)

**VР 12-14**= **48,29538** (м3/ ч)

Определяем диаметры участков:

Для этого, используя заданный перепад давления P, вычисляют среднюю первоначальную удельную потерю давления на главных направлениях:

**А = Р /  l Р i** (Па/м)

где ** l Р i -** сумма расчетныхдлин участков, входящих в данное главное направление.

По величине А и расчетному расходу газа на каждом участке по номограмме рис.11.4 [10] определяют диаметры газопровода. Действительное значение удельных потерь давления на участке определяют при выборе стандартного значения условного диаметра по той же номограмме. Действительное значение удельной потери на участке умножают на расчётную длину участка и вычисляют, таким образом, потерю давления на этом участке. Общая потеря давления на всех участках главного направления не должна превышать заданного **Р**.

Все расчеты по определению диаметров участков газопровода низкого давления сводят в таблицу.

 Табл. 9.

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| НомерУчастка | Расчетн.расход,м3 / ч | Расчетдлина,м | Средняяпотерядавления,Па / м | ДиаметрУсловный,Мм | Действит.удельнаяпотеря давления,Па/м  | Потеря давленияна участке,Па | Давл. Вконцеучастка,Па |
| **1** | **2** | **3** | **4** | **5** | **6** | **7** | **8** |
| 0-1 | 1786,92 | 22 | 1,33 | 325 8 | 1,1 | 24,2 | 4975,8 |
| 1-2 | 1134,94 | 110 | 1,33 | 273 7 | 1 | 110 | 4865,8 |
| 2-3 | 531,25 | 220 | 1,33 | 219 6 | 0,7 | 154 | 4711,8 |
| 3-7 | 72,44 | 330 | 1,33 | 108 4 | 0,9 | 197 | 4414,8 |
| 7-8 | 48,29 | 220 | 1,33 | 88,5 4 | 1,38 | 303,6 | 4111,2 |
| 2-6 | 458,81 | 330 | 1,33 | 219 6 | 0,47 | 155,1 | 4710,7 |
| 6-7 | 48,29 | 220 | 1,33 | 88,5 4 | 1,38 | 303,6 | 4407,1 |
| Невязка в узле 7: (4414,8-4407,1) / 4414,8 • 100 % = **0,17 %** |
| 3-12 | 265,62 | 330 | 1,33 | 159  | 1,1 | 363 | 4348,8 |
| 12-14 | 48,29 | 220 | 1,33 | 88,5  | 1,3 | 286 | 4062,8 |
| 1-4 | 555,4 | 330 | 1,33 | 219 6 | 0,75 | 247,5 | 4728,3 |
| 4-10 | 265,62 | 330 | 1,33 | 159  | 1,1 | 363 | 4365,3 |
| 10-14 | 48,29 | 220 | 1,33 | 88,5  | 1,38 | 303,6 | 4061,7 |
| Невязка в узле 14: (4062,8-4061,7)/4062,8 • 100 % = **0,03 %** |
| 5-6 | 96,59 | 440 | 1,33 | 114 4 | 1,2 | 528 | 4182,7 |
| 4-5 | 72,44 | 330 | 1,76 | 89  | 1,8 | 594 | 4117,8 |
| Невязка в узле 5: (4182,7-4117,8)/4182,7 • 100 % = **1,55 %** |
| 6-9 | 48,29 | 220 | 1,76 | 88,5 4 | 1,38 | 303,6 | 4407,1 |
| 10-11 | 48,29 | 220 | 1,33 | 88,5  | 1,38 | 303,6 | 4061,7 |
| 12-13 | 48,29 | 220 | 1,33 | 88,5 4 | 1,38 | 303,6 | 4045,2 |

рис. 3. Расчётная схема многокольцевого газопровода низкого давления.

**4**

**10**

 **2**

 **4**

 **9**

 **8**

 **6**

 **7**

 **5**

 **1**

**0**

 **3**

 **ГРП**

 **12**

  **13**

 **11**

Первым критерием правильности расчёта является невязка давлений в узловых точках, которая не должна быть более 10%. Давление в узловых точках определяется путём вычитания потерь давления на участках из начального давления от ГРП при движении потока газа до рассматриваемого узла по кратчайшему расстоянию. Разность давлений образуется вследствие различных направлений подхода газа к узлу.

Вторым критерием является оценка потерь давления от ГРП до самых удалённых потребителей. Эта потеря не должна быть более расчётного перепада давления, равного 1200 Па и отличатся от него не более чем на 10%.

Условия правильности расчета соблюдаются и на этом расчет многокольцевых сетей низкого давления заканчивается.

**12.3** Гидравлический расчет тупиковых газопроводов низкого давления.

Тупиковые газопроводы низкого давления прокладываются внутри жилых домов, внутри производственных цехов и по территории небольших населенных пунктов сельского типа.

Источником питания подобных газопроводов являются ГРП низкого давления.

Гидравлический расчет тупиковых газопроводов производят по номограмме рис. 11.4. из [10].Особенностью расчёта здесь является то, что при определении потерь давления на вертикальных участках надо учитывать дополнительное избыточное давление из-за разности плотностей газа и воздуха, то есть

**РД = h • (В - Г) • g,**

где **h -** разность геометрических отметок в конце и начале газопровода, м;

**В, Г -** плотности воздуха и газа при нормальных условиях, кг/м3;

**g** - ускорение свободного падения, м/с2.

Для природного газа, который легче воздуха, при движении его по газопроводу вверх значение **Р** будет отрицательным, а при движении вниз положительным.

Учет местных сопротивлений можно производить путем введения надбавок на трение

**l Р = l Г \* (1 + а/100)**, (м),

где **а** - процентная надбавка.

Рекомендуются следующие процентные надбавки:

на газопроводах от ввода в здание до стояка - 25%;

на стояках - 20%;

на внутри квартирной разводке:

при длине 1-2 м. - 450%,

при длине 3-4 м. - 200%,

при длине 5-7 м. - 120%,

при длине 8-12 м. - 50%.

Перепад давления **Р** в тупиковых газопроводах низкого давления определяется начальным давлением после ГРП или ГРУ, которое равно 4-5 кПа, и давлением необходимым для работы газогорелочных установок или газовых приборов. Перепад давления **Р**, согласно рекомендациям таблицы 11.10. [10] принимаем равным **350** Па.

1. Создаём расчётную схему газопровода: рис. 4.

2. Назначаем магистральное направление.

+20

+20

+0,5

-0,7

+3,5

**V1**

**V1**

**V1**

**V1**

**V1**

**V1**

**V1**

**V1**

**V1**

**V1**

**V1**

**V1**

**V1**

**V1**

**V1**

рис. 4. Расчётная схема тупикового газопровода низкого давления.

 5

 4

 3

 2

 10

 9

 8

 7

 14

 13

 12

 11

 6

1

 15

**6 м**

**6 м**

**6 м**

**3 м**

**3 м**

**3 м**

**3 м**

**3 м**

**3 м**

**3 м**

**3 м**

**3 м**

**10 м**

 **7 м**

 **5 м**

**4 м**

 **4 м**

 0

3. Определяем для каждого участка магистрального направления расчётный расход газа по формуле,

**VР = VЧАС • КОД**, (м3/ч),

где - максимальный часовой расход газа соответствующего потребителя, м3/ч,

**VЧАС** = **1,17** (м3/ч),

**КОД** - коэффициент одновременности, учитывающий вероятность одновременной работы всех потребителей.

4. Определяем расчётную длину участков магистрального направления (**l Р i**) по формуле,

**l Р = l Г** • **(1 + а/100)**, (м),

где **а** - процентная надбавка.

Рекомендуются следующие процентные надбавки:

на газопроводах от ввода в здание до стояка - 25%;

на стояках - 20%;

на внутри квартирной разводке:

при длине 1-2 м. - 450%,

при длине 3-4 м. - 200%,

при длине 5-7 м. - 120%,

при длине 8-12 м. - 50%.

5. Вычисляем расчётную длину магистрального направления в метрах, суммируя все расчётные длины его участков (** l Р i**).

6. Определяем удельный перепад давления на магистральном направлении

**А = Р /  l Р i**, (Па/м).

**А = 8,1871345** (Па/м).

7. Используя диаграмму рис. 11.4. [10], определяем диаметры участков газопровода магистрального направления и уточняют удельный перепад давления на каждом участке в соответствии с выбранным стандартным диаметром.

8. Определяем действительный перепад давления газа на каждом участке, умножая удельный перепад давления на расчётную длину участка.

9. Суммируем все потери на отдельных участках магистрального направления.

10. Определяем дополнительное избыточное давление в газопроводе,

**РД = h • (В - Г) • g,**

**РД = 110,26538**

где **h -** разность геометрических отметок в конце и начале газопровода, м;

**В, Г -** плотности воздуха и газа при нормальных условиях, кг/м3;

**g** - ускорение свободного падения, м/с2.

**h = 20,7** (м)**,**

11. Вычисляем алгебраическую сумму потерь давления а магистрали и дополнительного избыточного давления и сравниваем её с допустимой потерей давления в газопроводе **Р.**

Критерием правильности расчёта будет условие

**(Рi РД +РПРИБ) Р**,

где **Рi** - сумма потерь давлений на всех участках магистрали, Па;

**РД** - дополнительное избыточное давление в газопроводе, Па;

**РПРИБ** - потеря давления газа в газоиспользующем приборе, Па;

**Р** - заданный перепад давления, Па.

**(Рi РД +РПРИБ) = 338,24462** Невязка составляет **3,36%.**

Отклонение **(Рi РД +РПРИБ)**  от **Р** должно быть не больше 10%.

Расчёт сделан верно.

Все расчёты по определению диаметров газопровода сводим в таблицу.

 Табл. 10.

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| NOучастка | Расходгаза,м3/ч | Коэфф.одно-врем. | Расчёт.расход,м3/ч | Длинаучасткам | Надб.на мес.сопр. | Расчёт.длина,м | Усл.диам.мм | Потери давленияПа |
|  |  |  |  |  |  |  |  | на 1 м | на уч-ке |
| **1** | **2** | **3** | **4** | **5** | **6** | **7** | **8** | **9** | **10** |
| 10-15 | 1,17 | 0,65 | 1,17 | 6 | 120 | 13,2 | 21,32,8 | 2,2 | 29,04 |
| 9-10 | 0,34 | 0,45 | 1,521 | 3 | 20 | 3,6 | 21,32,8 | 4 | 14,4 |
| 8-9 | 3,51 | 0,35 | 1,5795 | 3 | 20 | 3,6 | 21,32,8 | 4,2 | 15,12 |
| 7-8 | 4,68 | 0,29 | 1,638 | 3 | 20 | 3,6 | 21,32,8 | 4,5 | 16,2 |
| 6-7 | 5,85 | 0,26 | 1,6965 | 7 | 25 | 8,75 | 21,32,8 | 5 | 43,75 |
| 1-6 | 11,7 | 0,255 | 3,042 | 4 | 25 | 5 | 21,32,8 | 19 | 95 |
| 0-1 | 17,55 |  | 4,47525 | 4 | 25 | 5 | 21,32,8 | 35 | 175 |
|  |  |  |  |  |  | 42,75 |  |  | 388,51 |

Окончательно принимаем следующие диаметры газопровода на участках магистрального направления:

10-15: 21,32,8 мм

9-10: 21,32,8 мм

8-9: 21,32,8 мм

7-8: 21,32,8 мм

6-7: 21,32,8 мм

1-6: 21,32,8 мм

0-1: 21,32,8 мм

Два других стояка несут аналогичную нагрузку и по конструкции идентичны расчетному. Поэтому диаметры газопровода на этих стояках принимаем такими же, как и у рассчитанного.

Исключение составят только участки подводящего газопровода 1-2, 6-11. Определяем диаметры газопроводов на этих участках:

1. Расчётные длины ответвлений: 0-1-6-11-12-13-14, 0-1-2-3-4-5 соответственно составят LP 6-11 = 40,25, LP 1-2 = 41,5 (м).

2. Расчетные расходы газа :

Участок 1-2 **V Р** = 1,6965 (м3/ ч)

Участок 6-11 **V Р** = 1,6965 (м3/ ч).

3.Средняя удельная потеря

А6-11 = 8,6956522, А1-2 = 8,4337349.

4. Диаметры участков по номограмме рис.11.4 из [10]:

Участок 2-16 = 21,32,8,

Участок 2-3 = 21,32,8.

На этом расчет тупикового газопровода низкого давления заканчивается.

**13. Библиографический список.**

1. СНиП 2.04.08-87 Газоснабжение. Госстрой СССР.-М: ЦИТП Госстроя СССР, 1988.-64с.
2. СНиП 2.04.05-91 Строительная климатология и геофизика. Госстрой СССР.-М: Стройиздат, 1983. -136 с.
3. Ионин А.А. Газоснабжение. -М: Стройиздат, 1989. -439 с.
4. Филатов Ю.П., Клоков А.А., Марухин А.И. Системы газоснабжения: Учебное пособие.-Н. Новгород, 1993. -97 с.
5. ГОСТ 21.609-83.
6. ГОСТ 21.610-85.
7. Правила безопасности в газовом хозяйстве. Госпроматомнадзор СССР. -М: Недра, 1991. - 141 с.
8. Стаскевич Н.Л., Северинец Г.Н., Вигдорчик Д.Я. Справочник по газоснабжению и использованию газа. -Л: Недра, 1990. -762 с.
9. Энергетическое топливо СССР. Справочник. -М: Энергоатомиздат, 1991. -184 с.
10. Курилов В.К. Расчет систем газоснабжения городов и населенных пунктов: Учебное пособие. -Редакционно-издательский отдел Ивановской архитектурно-строительной академии, 1998. -86 с.