

МИНИСТЕРСТВО ВЫСШЕГО И СРЕДНЕГО СПЕЦИАЛЬНОГО
ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ УЗБЕКИСТАН
ТАШКЕНТСКИЙ АРХИТЕКТУРНО-СТРОИТЕЛЬНЫЙ ИНСТИТУТ
ФАКУЛЬТЕТ ИНЖЕНЕРНО-СТРОИТЕЛЬНОЙ ИНФРАСТРУКТУРЫ

Кафедра “Проектирование, строительство и эксплуатация инженерных
коммуникаций”

/ Допущено к защите
декан факультета доц. Гашпулатов С.А.

“ 30 ” 2012 г.

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

К дипломному проекту для присвоения степени бакалавра по направлению
5580400-”Строительство инженерных коммуникаций”

Тема проекта:: “Газоснабжение жилого района в г. Ташкенте”

Автор проекта:: Долимова Элмира Рафаиловна

Руководитель: доц. Рашидов Ю.К.

Консультанты: _____

Пояснительная записка 99

Графическая часть 5 листов

Разрешено к защите зав.кафедрой “ПСЭИК” _____ доц. Рашидов Ю.К.

Тошкент 2012 й.

ТАШКЕНТСКИЙ АРХИТЕКТУРНО-СТРОИТЕЛЬНЫЙ ИНСТИТУТ
ФАКУЛЬТЕТ ИНЖЕНЕРНО-СТРОИТЕЛЬНОЙ ИНФРАСТРУКТУРЫ

Кафедра “Проектирование, строительство и эксплуатация инженерных коммуникаций”

Направление: 5580400-“Строительство инженерных коммуникаций”

“УТВЕРЖДАЮ”

декан факультета

(М.П.) “15” 10 2011 г.

ЗАДАНИЕ НА ВЫПОЛНЕНИЕ ДИПЛОМНОГО ПРОЕКТА (РАБОТЫ)

Студент Долимова Элмира Рафаиловна

(Ф.И.О. полностью)

1. Тема дипломного проекта (работы) Газоснабжение жилого района в г. Ташкенте, утверждена приказом ректора № 2/320 от «15» 10 2011 года

2. Срок представления дипломного проекта (работы) к предварительной защите 21.06.12

3. Перечень литературы с исходными данными по теме:

1. КМК 2.01.01-94. «Климатические и физико-геологические данные для проектирования». 2. КМК 2.04.08-96. «Газоснабжение. Нормы проектирования». 3. Ионин А.А. Газоснабжение. Учебник для вузов.-М.: Стройиздат, 1989. 4. Газоснабжение. Методические указания для выполнения дипломного проектирования. 5. Rashidov Yu.K. Issiqlik, gaz ta'minoti va ventilyatsiya tizimlari. 5580400-“Muhandislik kommunikatsiyalari qurilishi” va 5140900-“Kasb ta'limi” (5580400-“Muhandislik kommunikatsiyalari qurilishi”) ta'lim yo'nalishlari uchun darslik.-Toshkent: Cho'lpon, 2009. - 143 b.

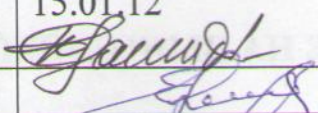
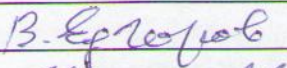
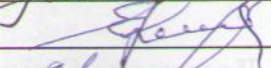
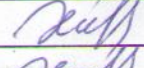
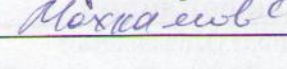
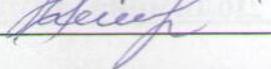
4. Цель дипломного проекта (работы) и решаемые задачи:

Разработка технических решений системы газоснабжения жилого района в г. Ташкенте, характеристика газифицируемой местности и исходные данные для проектирования, расчёт численности населения, расчёт годовых расходов газа на бытовые и коммунально-бытовые нужды, расчёт максимальных часовых расходов газа на нужды отопления, вентиляции и горячее водоснабжение, гидравлический расчёт газопроводов низкого и среднего давления на компьютере, расчёт и выбор оборудования ГРП,

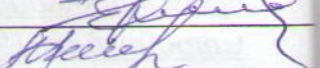
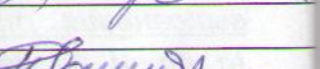
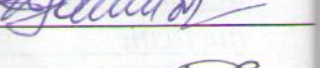
устройство наружных газопроводов, испытания газопроводов и приёмка в эксплуатацию, защита газопроводов от коррозии

5. Перечень графического материала дипломного проекта: Технологическая часть 1. Генплан жилого района города со средней этажностью застройки по кварталам М:1:2000, 2. Расчётная схема газопроводов низкого давления 1 ГРП, 3. Расчётная схема газопроводов низкого давления с несколькими ГРП, 4. Расчётная схема газопроводов среднего давления, 5. Продольный профиль участка прокладки газопровода с нанесением инженерных коммуникаций, спецификация материалов, условные обозначения, Схема шкафного ГРП, регулятор давления, экспликация оборудования

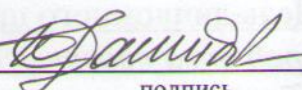
6. Консультанты:

Разделы дипломного проекта (работы)	Ф.И.О. Консультанта	Подпись, дата	
		Задание выдано	Задание принято
Технологическая часть	доц. Рашидов Ю.К.	15.01.12 	
Экономическая часть			
Охрана труда			
Педагогическая часть			
Предварительная защита			

7. График выполнения дипломного проекта (работы)

№	Наименование этапов	Сроки выполнения	Отметка о выполнении (подпись руководителя)
1.	Технологическая часть	30.05.12	
2.	Экономическая часть	15.06.12	
3.	Охрана труда	20.06.12	
4.	Педагогическая часть	23.06.12	
5.	Предварительная защита	25.06.12	

Руководитель дипломного проекта (работы) Рашидов Ю.К. 
(Ф.И.О.) подпись

Заведующий кафедрой Рашидов Ю.К. 
(Ф.И.О.) подпись

Задание принято к выполнению 
(подпись студента)

“ ” 20 г.

Задание заполняется в 2 экземплярах: первый выдаётся студенту, второй хранится на кафедре.

Содержание

1. Введение.....	
2. Характеристика газифицируемого объекта.....	
3. Характеристика используемого газа.....	
4. Определение численности населения.....	
5. Определение годового расхода газа для различных зданий.....	
6. Определение годовых расходов газа на нужды отопления, вентиляции и ЦГВС.....	
7. Определение расчетно-часовых расходов газа на нужды отопления, вентиляции и ЦГВС.....	
8. Схема газоснабжения микрорайона.....	
9. Гидравлический расчет газовых сетей.....	
10. Применение ЭВМ для гидравлического расчета газовых сетей.....	
11. Технология автоматизированного проектирования.....	
12. Инструкция по подготовке данных.....	
13. Гидравлический расчет газовой сети на ЭВМ.....	
13. Расчет определения среднего диаметра сетей низкого давления.....	
14. Расчет и выбор оборудования ГРП.....	
15. Устройство наружных газопроводов.....	
16. Устройство отключающих устройств.....	
17. Испытания и приемка в эксплуатацию газопроводов.....	
18. Коррозия подземных трубопроводов и защита от нее.....	
19. Экономическая часть.....	
20. Охрана труда и техника безопасности при монтаже газопроводов.....	
21. Список литературы.....	

Введение

В Узбекистане находится пять нефтегазоносных районов с подтвержденными промышленными запасами: Устюрт, Бухара-Хива, Гиссар, Сурхандарья и Фергана. В настоящее время в стране имеется 202 объекта добычи нефти и газа; в Статистическом обзоре мировой энергетики ВР за 2011 г. указаны подтвержденные запасы в объеме 0,6 миллиарда баррелей нефти и 1,58 триллиона кубических метров (56 триллионов кубических футов) природного газа. Узбекистан является крупным экспортером природного газа; по оценке Госдепартамента США, в 2009 г. Узбекистан экспортировал 17 миллиардов кубических метров (600 миллиардов кубических футов) природного газа; доля Узбекистана в мировой добыче природного газа на конец 2008 г. составила около 2%. По оценке Госдепартамента США, экспорт природного газа является в настоящее время главным источником валютного дохода страны (превосходя доходы от хлопковой промышленности). В стране хорошо развита инфраструктура газопроводов; в настоящее время их общая протяженность составляет около 13000 км. Газ экспортируется в Россию и Европу по газопроводам Бухара-Урал и Азия-Центр, и по завершении газопровода Центральная Азия - Китай будет возможен экспорт газа на восток. Хотя Узбекистан является преимущественно производителем газа, он производит также достаточно большие объемы нефти – около 87000 баррелей в сутки (в 2010 г.). Несмотря на значительные существующие объемы добычи нефти и газа, в Узбекистане остаются большие относительно неизученные районы, и его крупные существующие месторождения по-прежнему доступны для инвестиций и дальнейшего сотрудничества.

Государственной нефтегазовой компанией Узбекистана является НХК «Узбекнефтегаз», которая активно сотрудничает с работающими в республике зарубежными компаниями. Большинство зарубежных компаний, работающих в Узбекистане, являются либо государственными, либо полугосударственными; Тетис – единственная независимая нефтегазовая компания, работающая в стране. В январе 2010 года компании была оказана высокая честь, когда президент Узбекистана, Его Превосходительство Ислам Каримов, издал постановление, содержащее указания о поддержке нефтегазовой работы компании Тетис в Узбекистане.

Масштабы и темпы газовой промышленности и газоснабжения систем определяет добыча газа.

Совершенствование, интенсификация и автоматизация технологических процессов приводят к необходимости повышать качество расходуемых

теплоносителей. В наибольшей мере по сравнению с другими видами топлива этим требованиям удовлетворяет природный газ.

Рациональное использование газообразного топлива с наибольшей реализацией его технологических достоинств позволяет получить значительный экономический эффект, который связан с повышением КПД агрегатов и сокращением расхода топлива, более лёгким регулированием температурных полей и состава газовой среды в рабочем пространстве. Печей и установок, в результате чего удаётся значительно повысить интенсивность производства и качество получаемой продукции. Применение газа для промышленных установок улучшает условия труда и способствует росту его производительности. Использование природного газа в промышленности позволит осуществить принципиально новые, прогрессивные и экономические, эффективные технологические и экономически эффективные процессы. Кроме того применение газа в качестве топлива позволяет значительно улучшить условия быта населения, повысить санитарно-гигиенический уровень производства и оздоровить воздушный бассейн в городах и промышленных центрах.

Распределительные системы являются сложными многокольцевыми системами, экономическое проектирование которых должно базироваться на современных методах оптимизации с учётом вероятного характера функционирования и обеспечения требуемой надёжности добычи газа потребителем. Поэтому методика расчёта системы построена на базе современных представлений о случайных потреблении газа и функционирования элементов системы и использования математических методов оптимизации.

Современные городские распределительные системы представляют собой сложный комплекс сооружений, состоящий из следующих основных элементов: газовых сетей низкого давления, среднего и высокого давления, газораспределительных станций, газорегуляторных пунктов и установок.

Система газоснабжения должна обеспечивать бесперебойную подачу газа потребителям, быть безопасной в эксплуатации простой и удобной в обслуживании, должна предусматривать возможность отключения отдельных её элементов или участков для производства аварийных работ. Сооружения, оборудования и узла в системе газоснабжения следует применять однотипные. Принятый вариант системы должен иметь максимальную экономическую эффективность и предусматривать строительство и ввод в эксплуатацию системы газоснабжения па частям.

Основным элементом городских систем газоснабжения являются газопроводы, которые классифицируются по давлению газа. В зависимости от максимального давления газа городские газопроводы разделяют на следующие группы:

1) Газопроводы низкого давления с давлением газа до 5 кПа.

- 2) Газопроводы среднего давления и давлением 5 кПа до 0,3 мПа.
- 3) Газопроводы высокого давления II категории с давлением от 0,3 до 0,6 мПа.
- 4) Газопроводы высокого давления I категории с давлением 0,6-1,2 мПа.

Городские газопроводы можно разделить на следующие группы:

- 1) Распределительные.
- 2) Абонентские.
- 3) Внутригазовые.

Характеристика газифицируемого объекта

Объектом газоснабжения является застройка микрорайона, состоящая из 3-4-х этажных жилых домов в городе Коканде. Рельеф микрорайона является не ровным, коррозионность грунта средняя.

Город Коканд расположен в географической широте 40° и имеет следующие параметры:

- средняя температура наружного воздуха за отопительный период $t_{cp} = 13^{\circ}\text{C}$
- средняя температура (наружного) наиболее холодной пятидневки (для расчета систем отопления параметры «Б») $t_{no} = -15^{\circ}\text{C}$
- продолжительность отопительного периода $P_o = 134$ суток
- средняя температура наиболее холодного периода для расчета общеобменной вентиляции параметр «А») $t_{ne} = -7^{\circ}\text{C}$

Характеристика используемого газа

Для газоснабжения городов и промышленных предприятий в настоящее время широко применяют природные газы.

Их добывают из недр земли. Они представляют собой смесь различных углеводородов метанового ряда. Природные газы не содержат водорода, окиси углерода и кислорода. Содержание азота и диоксида углерода обычно бывают не высокими.

Данный микрорайон снабжается природным газом Газлинского месторождения. Этот газ имеет следующие составы и характеристику:

1.Характеристика месторождения- газовые.

2.Состав газов, процент по объему;

$\text{CH}_4=93$, $\text{C}_2\text{H}_6= 3,1$, $\text{C}_3\text{H}_8= 0,7$, $\text{C}_4\text{H}_{10}=0,6$, $\text{CO}_2= 0,1$.

3. Плотность газа, кг/м^3 , при $t=0^\circ\text{C}$, $P=101,3$ кПа, $\rho = 0,771$.

4. Теплота сгорания кДж/м^3 , при $t=0^\circ\text{C}$, $P=101,3$ кПа;

1)высшая- 40,616.

2)низшая- 36,654.

Определение численности населения.

Численность населения микрорайона определяется в зависимости от площади застройки и плотности жилого фонда по формуле:

$$N = \frac{A}{f}, \text{ чел}$$

где: A – общая площадь жилых зданий, м^2 :

$$A = S \cdot a, \text{ м}^2$$

S – площадь жилого района (микрорайона) в (га), включая площади уличных проездов(кроме магистральных).

a – плотность жилого фонда, $\text{м}^2/\text{га}$ в соответствии с ШНК 2.07.01-03 «Градостроительство. Планировка и застройка городских и сельских поселений»;

f – норма общей площади на 1 чел. $f \approx 18 \text{ м}^2/\text{чел}$.

Плотность жилого фонда микрорайона

Зоны	Численность жилого фонда, м^2 , общей площади на 1 га территории микрорайона при застройке жилыми зданиями с количеством этажей								
	2	3	4	5	6	7	8	9	12
центральная	3300	4100	4600	5300	5600	5900	6200	6600	6900
северная	3700	5000	5400	5900	6300	6700	7000	7600	-
южная	3400	4300	4800	5500	5800	6200	6500	6800	7100

Результаты расчетов заносим в таблицу №2

Определение годового расхода газа для различных зданий

Газовое потребление газа можно сгруппировать следующим образом:

- а) Бытовое
- б) Коммунальные и общественные предприятия
- в) Промышленное предприятие

Расчёт расхода газа на бытовые, коммунальные и общественные нужды представляет собой сложную задачу, так как количество газа, расходуемого этими потребителями, зависит от ряда факторов: газооборудования, благоустройства и населённости квартир, газооборудование городских учреждений и предприятий, степени обслуживания населения этими учреждениями и предприятиями, охвата потребителей централизованным горячим водоснабжением и от климатических условий.

Поэтому целесообразную методику расчёта газового потребления, рассмотреть отдельно для каждой группы потребителей.

1. Годовой расход газа для жилых домов с учетом стирки белья в домашних условиях определяется по формуле:

$$Q_{ж.д} = N \frac{z_1 \cdot n_1 + z_2 \cdot n_2 + z_3 \cdot n_3}{Q_n^p}, \text{ м}^3 / \text{год}$$

где: N – число жителей пользующихся газом, – 29351 чел

z_1 – доля жителей, имеющих квартиры с газовой плитой и центральным горячим водоснабжением – 100%

z_2 – с газовыми плитами и газовыми водонагревателями;

z_3 – с газовыми плитами и без центрального горячего водоснабжения и газового водонагревателя;

n_1 – норма расхода теплоты в жилых домах с газовой плитой и центральным горячим водоснабжением, МДж/чел.год;

n_2 – с газовыми плитами и водонагревателями;

n_3 – только с газовой плитой и без центрального горячего водоснабжения и газового водонагревателя, МДж/чел.год;

Q_n^p – низшая теплота сгорания используемого газа, - 36,654 МДж/м³.

$$Q_{ж.д} = N \frac{z_1 \cdot n_1 + z_2 \cdot n_2 + z_3 \cdot n_3}{Q_n^p} = 29351 \cdot \frac{2800}{3665} = 2242368, \text{ м}^3 / \text{год}$$

2. Годовой расход газа на нужды предприятий торговли, предприятий бытового обслуживания непроизводственного характера принимается в размере 5% суммарного расхода на жилые дома:

$$Q_{б.о} = 0,05 \cdot Q_{ж.д}, \text{ м}^3 / \text{год}$$

$$Q_{б.о} = 0,05 \cdot 2242368 = 112118, \text{ м}^3 / \text{год}$$

3. Годовой расход газа на коммунально-бытовые нужды определяется в зависимости от количества и мощности (пропускной способности, производительности) коммунально-бытовых предприятий и нормы расхода теплоты:

а) годовой расход газа для бани:

$$Q_{бания} = K_1 \cdot N \cdot 52 \frac{n_4}{Q_n^p}, \text{ м}^3 / \text{год}$$

где: K_1 – коэффициент, учитывающий количество жителей пользующихся услугами бани (жители не имеющие центральное горячее водоснабжение и газовые водонагреватели), принимается $K_1 = 0,3 \div 0,4$;

52 - среднее число посещений бани одним человеком в год;

n_4 – норма расхода теплоты на одну помывку в бане.

$$Q_{бания} = 0,3 \cdot 29351 \cdot 52 \frac{40}{36,63} = 499728, \text{ м}^3 / \text{год}$$

б) годовой расход газа для прачечной:

$$Q_{прач} = K_2 \cdot N \cdot b \cdot \frac{n_5}{1000 \cdot Q_n^p}, \text{ м}^3 / \text{год}$$

где: K_2 – коэффициент, учитывающий число жителей пользующихся услугами прачечной ($K_2 = 0,25$);

b – норма накопления сухого белья в год на 1 человека

n_5 – норма расхода теплоты на стирку 1 т сухого белья в прачечных.

$$Q_{прач} = 0,2 \cdot 29351 \cdot 100 \cdot \frac{12600}{1000 \cdot 36,63} = 201813, \text{ м}^3 / \text{год}$$

4. Годовой расход газа на больницу:

Принимается 12 коек на 1000 жителей. Годовой расход газа для приготовления пищи и горячей воды для хозяйственно-бытовых и лечебных нужд (без стирки белья):

$$Q_{больн.} = \frac{N}{1000} \cdot 12 \cdot \frac{n_6 + n_7}{Q_n^p}, \text{ м}^3 / \text{год}$$

n_6, n_7 – нормы расхода теплоты на 1 больного в год (на приготовление

соответственно, пищи и горячей воды). Приняты по КМК 2.04.08-96

$$n_6 = 3200 \text{ мДж}$$

$$n_7 = 9200 \text{ мДж}$$

N – число жителей пользующихся газом, – 29351 чел

Q_n^p – низшая теплота сгорания используемого газа, - 36,654 МДж/м³.

$$Q_{\text{больш.}} = \frac{29351}{1000} \cdot 12 \cdot \frac{3200 + 9200}{36,65} = 119167, \text{ м}^3 / \text{год}$$

5. Годовой расход газа на столовые, рестораны и кафе:

Охват обслуживания населения столовыми и ресторанами принимают 25%

$$Q_{\text{ст.}} = 0,25 \cdot N \cdot \frac{n}{Q_n^p}, \text{ м}^3 / \text{год}$$

где $n = 365 \cdot (n_8 + n_9)$

n_8, n_9 – норма расхода теплоты на приготовление одного обеда и завтрака (ужина). Приняты по КМК 2.04.08-96

$$n_8 = 4,2 \text{ мДж}$$

$$n_9 = 2,1 \text{ мДж}$$

N – число жителей пользующихся газом, – 29351 чел

Q_n^p – низшая теплота сгорания, тоже

$$n = 365 (4,2 + 2,1) = 2299 \text{ мДж}$$

$$Q_{\text{ст.}} = 0,25 \cdot 29351 \cdot \frac{2299}{36,65} = 460286, \text{ м}^3 / \text{год}$$

6. Годовой расход газа на хлебзавод:

Принимаем 0,6 кг хлебопродуктов на 1 чел. в день;

в т.ч. 0,3 кг – хлеба подового

0,2 кг – батонов и булок

0,1 кг – кондитерских изделий.

Объем хлебопродуктов необходимых в год:

$$\text{хлеб подовый} \quad A = \frac{N \cdot 0,3 \cdot 365}{1000} = \frac{0,3 \cdot 29351 \cdot 365}{1000} = 3214, \text{ т};$$

$$\text{батоны и булочки} \quad B = \frac{N \cdot 0,2 \cdot 365}{1000} = \frac{0,2 \cdot 29351 \cdot 365}{1000} = 2143, \text{ т};$$

$$\text{кондитерские изделия } B = \frac{N \cdot 0,1 \cdot 365}{1000} = \frac{0,1 \cdot 29351 \cdot 365}{1000} = 1071, \text{ т};$$

Годовой расход газа на хлебзавод:

$$Q_{x.з} = \frac{A \cdot n_{10} + B \cdot n_{11} + B \cdot n_{12}}{Q_n^p}, \text{ м}^3 / \text{год}$$

где n_{10}, n_{11}, n_{12} – соответственно нормы расхода теплоты на выпечку 1 т.

хлеба подового, батонов и булочек, кондитерских изделий.

Приняты по КМК 2.04.08-96 «Газоснабжение» Табл. №2

$$n_{10} = 2500 \text{ мДж}$$

$$n_{11} = 5450 \text{ мДж}$$

$$n_{12} = 7750 \text{ мДж}$$

$$Q_{x.з} = \frac{3214 \cdot 2500 + 2143 \cdot 5450 + 1071 \cdot 7750}{36,63} = 764382, \text{ м}^3 / \text{год}$$

Годовые расходы газа микрорайона заносим в таблицу:

Таблица №3

Годовые расходы газа микрорайона

№№ пп	Потребители	Ед. изм.	Кол-во	Норма расхода тепла n , МДж	Годовой расход газа Q , м ³ /год
1.	Жилые дома	чел.	29 351	2 800	2 242 368
2.	Предприятия бытового обслуживания		29 351	5% от $Q_{жд}$	112 118
3.	Бани	чел.	0,3 N	40	499 728
4.	Прачечные	т.	0,2 N	12 600	201 813
5.	Больницы	койки	12 N/1000	3 200 9 200	119 167
6.	Столовые и рестораны	чел.	0,25 N	4,2*2,1	460 286
7.	Хлебзавод	т.	(0,3+0,2+0,1)	2 500	764 382
8.	Отопление центральное				
9.	Вентиляция				
10.	Центральное горячее водоснабжение				

Определение годовых расходов газа на нужды отопления, вентиляции и ЦГВС.

6. Годовые расходы газа на отопление:

$$Q_o^{zod} = 24 \cdot Q_o^{cp} \cdot n_o, \text{ м}^3 / \text{год}$$

где Q_o^{cp} – среднечасовой расход газа на отопление

$$Q_o^{cp} = Q_o \frac{t_{вн} - t_{cp.o}}{t_{вн} - t_{н.o}}, \text{ м}^3 / \text{год}$$

Q_o – максимально-часовой расход газа на отопление

$t_{вн}$ – расчетная температура внутреннего воздуха помещений

$$t_{вн} = +18^\circ\text{C}$$

$t_{cp.o}$ – средняя температура наружного воздуха за отопительный период. $t_{cp.o} = +13$ из исходных данных

$t_{н.o}$ – средняя температура наиболее холодной пятидневки (для расчета систем отопления, параметр «Б»). $t_{н.o} = -15^\circ\text{C}$

n_o – продолжительность отопительного периода. $n_o = 134$ суток

$$Q_o^{cp} = 5810 \frac{+18 - 1,3}{18 + 13} = 2963, \text{ м}^3 / \text{год}$$

Продолжительность отопительного периода определяется по количеству суток имеющих среднесуточные температуры наружного воздуха $t_{н.o} + 8^\circ\text{C}$ и $t_{н.o} \leq 8^\circ\text{C}$

$$Q_o^{zod} = 24 \cdot Q_o^{cp} \cdot n_o = 2963 \cdot 134 \cdot 24 = 9529008, \text{ м}^3 / \text{год}$$

7. Годовые расходы газа на вентиляцию

$$Q_v^{zod} = Z \cdot Q_v^{cp} \cdot n_o, \text{ м}^3 / \text{год}$$

где: $Z = 16$ часов – число часов работы систем вентиляции в сутки;

Q_v^{cp} – среднечасовой расход газа на вентиляцию

$$Q_v^{cp} = Q_v \frac{t_{вн} - t_{cp.v}}{t_{вн} - t_{н.в}} = 697 \frac{+18 - 1,3}{18 + 7} = 466, \text{ м}^3 / \text{год}$$

Q_v – максимально-часовой расход газа на вентиляцию;

$t_{н.в}$ – средняя температура наиболее холодного периода (для расчета общеобменной вентиляции параметр "А"). $t_{н.в} = -7^\circ\text{C}$

$$Q_v^{zod} = Z \cdot Q_v^{cp} \cdot n_o = 16 \cdot 466 \cdot 134 = 999104, \text{ м}^3 / \text{год}$$

8. Годовой расход газа на центральное горячее водоснабжение

$$Q_{г.г}^{год} = 24 \cdot Q_{г.г} \cdot n_o + \beta \cdot 24 \cdot Q_{г.г} (350 - n_o) \frac{55 - t_{х.л}}{55 - t_{х.з}}, \text{ м}^3 / год$$

где: β – коэффициент, учитывающий снижение среднечасового расхода горячей воды в летний период; $\beta = 0.8$

$t_{х.л} = +15^\circ\text{C}$, $t_{х.з} = +5^\circ\text{C}$ – соответственно температура холодной воды в летний и зимний периода;

$Q_{г.г}$ – среднечасовой расход газа на горячее водоснабжение.

$$Q_{г.г}^{год} = 24 \cdot 1355 \cdot 134 + 0,8 \cdot 24 \cdot 1355 (350 - 134) \frac{55 - 15}{55 - 5} = 4544995, \text{ м}^3 / год$$

9. Годовой расход газа оценивает топливопотребление городом. Для расчета газовых сетей и сооружений этот расход не используется. За расчетный принимается часовой расход, зависящий от режима газопотребления объектов.

Часовые расходы определяются как доля от годового расхода потребителей с учетом коэффициента часового максимума по формуле:

$$Q_{р.ч.} = K_m \cdot Q_{ж.д.}^{год}, \text{ м}^3 / час$$

Для потребителей (жилых домов) коэффициент часового максимума зависит от числа жителей пользующихся газом

Число жителей тыс.чел.	1	2	3	5	10	20	30	40
K_m	1/1800	1/2000	1/2050	1/2100	1/2200	1/2300	1/2400	1/2500

Часовые расходы для коммунально-бытовых и других предприятий определяются с учетом коэффициента часового максимума в зависимости от типа предприятий

$$Q_{р.ч.} = K_m \cdot Q_{к.б.}^{год}, \text{ м}^3 / час$$

Коэффициенты часового максимума коммунально-бытовых предприятий

Предприятия	Коэффициент часового максимума
Бани	1/2700
Прачечные	1/2900
Общественного питания	1/2000
По производству хлеба и кондитерских изделий	1/6000

Определение расчетно-часовых расходов газана нужды отопления, вентиляции и ЦГВС.

11. Максимально-часовые расходы газа на отопление определяется по формуле:

$$Q_o = \frac{3,6 \cdot q_o \cdot A \cdot (1 + K_1)}{1000 \cdot Q_n^p \cdot \eta}, \text{ м}^3 / \text{час}$$

где: q_o – укрупненный показатель максимального теплового потока на отопление жилых зданий на 1 м² общей площади, Вт;
(КМК 2.04.07-96)

A – общая площадь жилых зданий, м²;

K_1 – коэффициент, учитывающий тепловой поток на отопление общественных зданий, при отсутствии данных следует принимать равным 0,25;

η – коэффициент полезного действия отопительных установок: для котлов можно принимать 0,8; для отопительных печей 0,65 ÷ 0,8;

Q_n^p – низшая теплота сгорания газа, мДж/м³.

$$Q_{om}^1 = \frac{3,6 \cdot 86 \cdot 298119 \cdot (1 + 0,25)}{1000 \cdot 36,65 \cdot 0,8} = 3934, \text{ м}^3 / \text{год}$$

$$Q_{om}^1 = \frac{3,6 \cdot 86 \cdot 142080 \cdot (1 + 0,25)}{1000 \cdot 36,65 \cdot 0,8} = 1875, \text{ м}^3 / \text{год}$$

$$Q_{от.общ} = Q_{от}^1 + Q_{от}^2 = 3934 + 1875 = 5810, \text{ м}^3 / год$$

12. Максимально-часовой расход газа на вентиляцию общественных зданий:

$$Q_v = \frac{3,6 \cdot K_1 \cdot K_2 \cdot q_0 \cdot A}{1000 \cdot Q_H^p \cdot \eta}, \text{ м}^3 / час$$

где: $K_1 = 0,4$ – коэффициент, учитывающий расход тепла на вентиляцию общественных зданий построенных до 1985 года;

$K_2 = 0,6$ – после 1985 года;

$$Q_v = \frac{3,6 \cdot 0,25 \cdot 0,6 \cdot 86 \cdot 440199}{1000 \cdot 36,65 \cdot 0,8} = 697 \text{ м}^3 / час$$

13. Среднечасовой расход газа на центральное горячее водоснабжение

$$Q_{г.в.} = \frac{3,6 \cdot q_{г.в.} \cdot m}{1000 \cdot Q_H^p \cdot \eta}, \text{ м}^3 / час$$

где m – число жителей, имеющих центральное горячее водоснабжение;

$$m = z_1 \cdot N, \text{ чел}$$

z_1 – коэффициент, учитывающий количество жителей микрорайона, имеющих центральное горячее водоснабжение;

$q_{г.в.}$ – укрупненный показатель среднего теплового потока на горячее водоснабжение в Вт на одного человека в зависимости от средней нормы расхода горячей воды на 1 человека в сутки.

В расчетах можно принять при среднесуточном расходе горячей воды на одного человека 105 л/сутки с учетом потребления горячей воды в общественных зданиях.

$$q_{г.в.} = 376 \text{ Вт}; \quad q_{г.в.} = \frac{376 \cdot 3,6}{1000} = 1,3536 \text{ мДж} / \text{чел}$$

$\eta = 0,8$ – к.п.д. котельной или водоподогревателя.

$$Q_{г.в.} = \frac{m \cdot q_{г.в.}}{Q_H^p \cdot \eta} = \frac{29351 \cdot 1,3536}{36,65 \cdot 0,8} = 1355, \text{ м}^3 / час$$

Расчетно-часовые расходы газа заносим в таблицу

Расчетно-часовые расходы газа

Таблица №4

№№ пп	Потребители	$Q_{\text{год}},$ $\text{м}^3/\text{год}$	K_t	$Q_{\text{р.ч.}},$ $\text{м}^3/\text{час}$	Примечание
1.	Жилые дома	2 242 368	1/2370	1023	н/д
2.	Предприятия бытового обслуживания	112 118	1/2700	43	н/д
3.	Бани	499 728	1/2700	185	с/д
4.	Прачечные	201 813	1/2900	70	с/д
5.	Больницы	119 167	1/2700	44	н/д (с/д)
6.	Столовые и рестораны	460 286	1/2000	230	н/д (с/д)
7.	Хлебзавод	764 382	1/6000	127	с/д
8.	Отопление централизованное	9 529 008		5810	с/д
9.	Вентиляция	999 104		697	с/д
10.	Центральное горячее водоснабжение	4 544 995		1 355	с/д
ИТОГО:				9 541	

В том числе в сетях низкого давления $Q_{\text{р.ч.}} = 1\,297 \text{ м}^3/\text{час}$

На котельную $Q_{\text{кот}} = (Q_o + Q_v + Q_{\text{ц.г.в.}}) = 7\,862 \text{ м}^3/\text{час}$

На БПК $Q_{\text{р.ч.}} = 255 \text{ м}^3/\text{час}$

На Хлебзавод $Q_{\text{р.ч.}} = 127 \text{ м}^3/\text{час}$

Схема газоснабжения микрорайона

Газовые сети состоят из участков, по которым движется газ, и узлов, в которых соединяются участки и к ним присоединяющиеся ответвления из ребер и вершин, когда каждому ребру соответствует две вершины называют графикам. У связанного графа каждая вершина может быть соединена цепью ребер с любой другой вершиной. Любая газовая сеть представляет собой конечный связанный ориентированный граф, состоящий из конечного числа вершин (узлов) соединенных между собой ребрами (участками). Графа ребра у которых пересекаются только в узлах называются плоскими. Цепочка

последовательно соединенных участков, в которой каждую вершину (узел) при движении по направлению потока проходит один раз, называется путем. Путь у которого начальная и конечная вершины совпадают, образует контур, цикл. Контур у которого нет внутренних ребер, пересекающих его площадь называется элементарным кольцом. Деревом графа называется подграф содержащий все вершины графа и не имеющий ни одного замкнутого контура. Ребра входящие в дерево называются его ветвями. Тупиковая сеть представляет собой граф, состоящий только из циклов, и не имеющий тупиковых ответвлений. У разветвленных сетей газ поступает к узлу потребления по одному участку (по одному направлению), по этому они являются тупиковыми сетями. Таким образом, потребление, присоединенное к разветвленным сетям, имеет одностороннее питание и не имеет резервных участков сети, по которым газ мог бы поступать к потребителям при отказе основных участков. В виду того, что разветвленная сеть не имеет резервирующих элементов, надежность газоснабжения определяется только надежностью элементов сети, по которой газ последовательно движется к потребителям. Повысить надежность разветвленной сети можно, например, дублирование всех элементов. Однако этот путь связан с большими дополнительными и для распределительных сетей его не используют. В распределительных системах возможно и дублирование только определенных участков, которые питают систему в целом. Основное различия кольцевых цепей от разветвленных заключается в том, что они состоят из замкнутых контуров, в результате чего потребители имеют двухстороннее или многостороннее питание. Если в расчетном режиме газ к узлу, к которому присоединен потребитель, поступает только по одному участку, все равно он обеспечен двухсторонним питанием. Надежность кольцевой сети по сравнению с разветвленной значительно выше, так как она имеет резервирующие элементы замыкающие участки. Надежность газоснабжения потребителей будет выше, чем надежность элементов сети, по которой газ в расчетном режиме последовательно движется к потребителям.

При отказе элемента в расчетном пути газа к потребителю возникает другой путь движения газа через резервирующий элемент.

Следовательно, надежность кольцевой сети будет выше надежности элементов, из которых она состоит.

Данный проект газоснабжения микрорайона «Т» разработан в двух вариантах.

Схема газопроводов низкого давления в обоих вариантах проектирована кольцевым, но в первом с н-на ГРП, а во втором варианте с одним ГРП.

Схемы газопроводов среднего давления в первом и во втором варианте проектировано кольцевым, тоже с н-ма и 1-им ГРП.

Гидравлический расчет газовых сетей.

Гидравлический расчет газовых сетей состоит в определении диаметров газопроводов, которые зависят от расчетных расходов газа и допустимых потерь давления. Распределительные сети низкого давления обслуживает коммунально-бытовое потребление с расходами газа не более $50 \text{ м}^3/\text{гос}$. К газопроводом высокого давления присоединяются квартальные крупные коммунальные и промышленные предприятия с расходами газа не более $50 \text{ м}^3/\text{гос}$. Гидравлический расчет городских тупиковых газопроводов обеспечивает необходимое давление в конечных точках всех ответвлений. При гидравлическом расчете кольцевых сетей среднего давления необходимо соблюдать равенство переходов давления на полукольца, нулевые точки чаще всего выбирают из примерного равенства расчетной длины каждого полукольца, гидравлический расчет кольцевых газопроводов низкого давления считается законченным, если не превышает $+10 \%$, или -1% .

Применение ЭВМ для гидравлического расчета газовых сетей.

В настоящее время вычислительные системы широко используются для расчетов научно-технического характера, в экономике образований и т.д.

Использование ЭВМ уже дало большой народно-хозяйственный эффект. Самое разнообразное применение ЭВМ в различных областях деятельности человека в корне изменило подход к использованию ЭВМ и в техническом ВУЗе.

Роль ЭВМ еще будет больше возрастать и это связано с дальнейшей разработкой автоматизации систем управления (АСУ) автоматизированного проектирования работ (САПР) и т.д. В связи с этим в курсовое проектирование по газоснабжению вводятся элементы САПР, а именно гидравлический расчет сетей на ЭВМ.

Функциональное назначение.

Программа предназначена для автоматизированного выполнения гидравлического расчета сетей газопроводов на ЭВМ, а именно вычисление расходов газа в каждом участке сети определения нагрузок на ГРП, подбор стандартных диаметров на участках сети составления спецификаций труб по диаметрам при полной гидравлической увязке сети.

При расчете проектируемой сети газоснабжения выполняется:

1. Оптимальное распределение потоков газа от источников к потребителям по участкам сети заданной конфигурации при известных данных участков, местах расположения ГРС и ГРП и нагрузках на сети.
2. Выбор стандартных диаметров труб из данного сортамента при полном использовании допустимого перепада давления из минимума капиталовложений в систему сети, известных длинах ее участков, нагрузках, местах расположения ГРС и ГРП, и режимов давления газа;
3. Гидравлическая увязка сети с вычислением величины давления газа в узловых точках сети при заданных расходах газа диаметра и длины труб.

Технология автоматизированного проектирования.

Дипломная работа студента и ЭВМ делятся на два этапа:

1. Сбор и подготовка исходных данных студента. Здесь выполняются следующие процедуры:
 - Производятся необходимые выписки из генерального плана района (населения, жилой площади), собираются нагрузки на котельные предприятия.
 - Обработка собранных данных о газовой сети.
 - Подготовка данных для гидравлического расчета на ЭВМ (заполнение бланков исходных данных)

2. Ввод исходных данных в ЭВМ и непосредственное выполнение расчетов.

Студент собирает и готовит данные для гидравлического расчета газовой сети на ЭВМ в соответствии с требованиями нормативных документов.

Исходные данные заносятся в бланки исходных данных в соответствии с инструкцией подготовки данных для гидравлического расчета сети на ЭВМ.

Данные газовой сети должны содержать следующую информацию:

- Характеристика газа и режим работы сети.
- Таблица участков сети.
- Таблица источников питания сети.
- Таблица сосредоточенных потребителей.
- Таблица стандартных диаметров.
- Список районов по нагрузке.

Ввод исходных данных в ЭВМ производить с перфоменты, перфокарт или магнитной ленты по специальной команде.

Корректировку исходных данных в ЭВМ производят в 2х случаях:

1. Ошибки в исходных данных. Студент, найдя ошибку, вносит изменения.
2. Новый вариант расчета. Просмотрев результаты расчета и проанализировав потокораспределение по участкам и давления, студент принимает решение нужен или нет повторный вариант. Когда исходные данные подготовлены для счета, выполняется запуск задачи на счет специальной командой.

Инструкция по подготовке данных.

Сначала заполняется лист 1.

- Количество участков не более 2560
- Одно из чисел; 0-если заданы нулевые расходы. 1-если заданы приведенные длины. 2-если заданы производные коэффициентов этажности и застройки;
- Удельный вес газа, кг/м³.

- Вязкость газа, м/с².
- Коэффициент местных потерь давления.
- Минимально допустимое давление в сети, иначе АТА.
- Если рассчитывается существующая сеть(т.е. не проектируется и не реконструируется), ставить 0.
- Количество источников питания до 40.
- Количество сосредоточенных потребителей до 750.
- Количество районов нагрузки до 40.
- Количество различных диаметров до 40.

Далее следует таблица участков сети.

Лист 2. для каждого участка сети указывается:

- Номер района по нагрузке, к которому принадлежит данный участок только когда количество районов больше одного и заданы произведения коэффициентов, иначе это поле пропускается.
 - Номер точки-начало участка(от 1 до 32760)
 - Номер точки-конец участка(тоже)
 - Путевой расход в м³/год для среднего, высокого давления, расход в конце участка м³/год.
 - Длина участка.
 - Номер диаметра(по таблице размеров труб).
 - Признак участка;
- 0- новый, подобрать размер трубы;
- 1- новый, наложить указанный размер трубы;
- 2- существующий, подобрать в указанный размер трубы;
- 3- существующий, положить указанный размер трубы;
- 4- существующий, подобрать любой размер трубы.

Далее следует таблица источников сети.

Для каждого источника указывается:

- номер точки.
- давление на выходе.
- ограничение по расходу в м³/год.

Далее следует таблица сосредоточенных потребителей. Они присутствуют только для низкого давления. Для каждого потребителя указывается:

- номер точки.
- значение потребителя в м³/год.

Далее, только если заданны приведенные длины и их приведенные длины их произведения коэффициентов, следует значения равномерного распределения нагрузок на районы, в порядке номеров районов в м³/гос.

Далее следует таблица размеров труб.

Для каждого указывается:

- наружный диаметр трубы в мм.
- толщина стенки трубы, в мм.

Размеры труб должны идти в порядке возрастания диаметров.

Расчет определение среднего диаметра сетей низкого давления.

После выполнения гидравлического расчета газопроводов низкого давления составляется таблица в виде:

$d(мм)$	$e(м)$
---------	--------

и определяется средний диаметр газопроводов низкого давления по формуле:

$$d_{cp} = \frac{d_1 \cdot l_1 + d_2 \cdot l_2 + + d_n \cdot l_n}{\sum l}, мм$$

где $d_1 d_2 d_3$ - внутренний диаметр газопровода

$l_1 l_2 l_3$ - соответственно длина газопроводов по диаметру.

1 вариант

$d(мм)$	$e(м)$
50	8696
70	2124
80	520
100	280
125	518

$$d_{cp} = \frac{0,05 \cdot 8696 + 0,07 \cdot 2124 + 0,08 \cdot 520 + 0,1 \cdot 280 + 0,125 \cdot 518}{12290} = 0,056, мм$$

2 вариант

$d(мм)$	$e(м)$
50	6372
70	1806
80	1350
100	796
125	882
150	400
200	392

$$d_{cp} = \frac{0,05 \cdot 6372 + 0,07 \cdot 1806 + 0,08 \cdot 1350 + 0,1 \cdot 796 + 0,125 \cdot 882 + 0,15 \cdot 400 + 0,25 \cdot 392 + 0,8 \cdot 170}{12290} = 0,078, \text{ мм}$$

Расчет и выбор оборудования ГРП.

Основным оборудованием ГРП является регулятор давления. В ГРП устанавливаются регуляторы давления типа РД-32, РД-50М, РДУК-2-50, РДБК1-25/21, РДБК1-50/35, РДБК1-100/50 и тд.

В стационарных ГРП устанавливаются регуляторы типа РДУК-2/100, РДУК-2.200, РДБК-100/50 и тд. Пропускная способность регуляторов типа РДУК-2, РДБК-1/100-50 определяется по формуле:

$$Q_1 = 159,5 \cdot f \cdot \gamma \cdot K \cdot P_1 \cdot \sqrt{\frac{1}{\rho_0}}, \text{ м}^3 / \text{ час}$$

Где f - площадь седла клапана;

γ - коэффициент зависящий от отношения P_1/P_2 и определяемый по графику (рис 10), который приведен в методическом пособии к курсовому и дипломному проектированию по курсу «Газоснабжения»;

K - коэффициент расхода (таблица 12);

P_1 - абсолютное давление газа на входе в ГРП из расчета сети среднего давления;

P_2 - тоже на выходе из ГРП в ата.

ρ_0 - плотность газа кг/м³, при $P=760$ мм.рт.ст.

$t=0^\circ\text{C}$ (по заданию).

Выходное давление сети ГРП равно $P_2=300$ мм.вд.ст.(3000 Па) или $P_2=1,03$ ата. Предложение устойчивой работы регуляторов давления от 10% до 80% максимальной пропускной способности должна быть:

$$\frac{Q_p}{Q_1} \cdot 100\% \leq 80\%$$

Для регуляторов давления типа РД пропускная способность определяется по формулам:

$$\text{при } \frac{P_1}{P_2} \leq 2 \quad Q_1 = \frac{Q_n}{32 \sqrt{\frac{\Delta P_p \cdot P_2}{\rho}}};$$

$$\text{при } \frac{P_1}{P_2} > 2 \quad Q_1 = \frac{1,57 \cdot Q_n \cdot P_1}{\sqrt{\rho}};$$

Где Q_n - паспортная пропускная способность из таблицы.

P_1 и P_2 - давления на входе и выходе.

ρ - плотность газа кг/м³

P_p - перепад давления.

Шкафные ГРП ШП-1 образуются регуляторами РДУК-2-50,а шкафные ГРП ШП-2 образуются регуляторами давления РД-50.

Перед регуляторами давления устанавливается предохранительный запорный клапан типа ПКН или ПКВ. При условных диаметрах $d < 50$ мм устанавливаются сетчатые фильтры,а при $d > 50$ мм волосяные фильтры подбираются по графику 7. В данном проекте для первого и второго варианта выбираем шкафные ГРП ШП-1 с регуляторами давления РДБК 1-25/21.

$Q_p = 302$ м³/час- из гидравлического расчета сети среднего давления.

$f = 2,68$ см²-площадь седла клапона.

$K = 0,65$ -коэффициент расхода.

$P_1 = 3,73$ ата- абсолютное давление газа на входе в ГРП.

$P_2 = 1,03$ ата-тоже на выходе из ГРП.

$\rho_0 = 0,77$ (по заданию)-плотность газа.

$\gamma = 0,5$ - коэффициент зависящий от отношения R/P_2 и определяемый по графику (рис 10).

$$\frac{P_2}{P_1} = \frac{1,03}{3,73} = 0,28 \quad \text{при этом } \gamma_{\max} = 0,5$$

$$Q_1 = 159,5 \cdot f \cdot \gamma \cdot K \cdot P_1 \cdot \sqrt{\frac{1}{\rho_0}} = 159,5 \cdot 2,68 \cdot 0,5 \cdot 0,65 \cdot 3,73 \cdot \sqrt{\frac{1}{0,77}} = 627,9 \text{ м}^3 / \text{час}$$

$$\frac{Q_p}{Q_1} \cdot 100\% = \frac{302}{627,9} \cdot 100\% = 45\% \leq 80\%$$

Выбранный регулятор оставлен для применения.

ГРП-2.

$Q_p = 311 \text{ м}^3/\text{час}$ - из гидравлического расчета сети среднего давления.

$f = 0,5$ тоже МУ.

$K = 0,65$ тоже МУ.

$P_1 = 3,26$ из расчета сети среднего давления.

$P_2 = 1,03$ тоже.

$\rho_0 = 0,77$ (по заданию)

$f = 2,68$ из МУ пособия к курсовому и дипломному проектированию по курсу «Газоснабжения».

$$Q_1 = 159,5 \cdot f \cdot \gamma \cdot K \cdot P_1 \cdot \sqrt{\frac{1}{\rho_0}} = 159,5 \cdot 2,68 \cdot 0,5 \cdot 0,65 \cdot 3,26 \cdot \sqrt{\frac{1}{0,77}} = 588,1 \text{ м}^3 / \text{час}$$

$$\frac{Q_p}{Q_1} \cdot 100\% = \frac{311}{588,1} \cdot 100\% = 53\% \leq 80\%$$

Выбранный регулятор оставлен для применения.

ГРП-3.

$Q_p = 346 \text{ м}^3/\text{час}$ - из гидравлического расчета сети среднего давления.

$f = 2,68$ тоже МУ.

$\gamma = 0,5$ тоже

$K = 0,65$ тоже МУ.

$P_1 = 3,46$ из расчета сети среднего давления.

$P_2 = 1,03$ тоже.

$\rho_0 = 0,77$ (по заданию)

$$\frac{P_2}{P_1} = \frac{1,03}{3,46} = 0,3$$

$$Q_1 = 159,5 \cdot f \cdot \gamma \cdot K \cdot P_1 \cdot \sqrt{\frac{1}{\rho_0}} = 159,5 \cdot 2,68 \cdot 0,5 \cdot 0,65 \cdot 3,46 \cdot \sqrt{\frac{1}{0,77}} = 624,2 \text{ м}^3 / \text{час}$$

$$\frac{Q_p}{Q_1} \cdot 100\% = \frac{326}{624,2} \cdot 100\% = 52\% \leq 80\%$$

Выбранный регулятор оставлен для применения.

Для ГРП-4 выбираем тип регулятора давления при нашем расходе и входном давлении РДБК-1-50/35.

$Q_p = 460 \text{ м}^3/\text{час}$ - из гидравлического расчета сети среднего давления.

$\gamma = 0,5$ тоже МУ.

$K = 0,6$ тоже МУ.

$P_1 = 3,03$ из расчета сети среднего давления.

$P_2 = 1,03$ тоже.

$\rho_0 = 0,77$ (по заданию)

$f = 2,68$ из МУ пособия к курсовому и дипломному проектированию по курсу «Газоснабжения».

$$\frac{P_2}{P_1} = \frac{1,03}{3,03} = 0,33$$

$$Q_1 = 159,5 \cdot f \cdot \gamma \cdot K \cdot P_1 \cdot \sqrt{\frac{1}{\rho_0}} = 159,5 \cdot 2,68 \cdot 0,5 \cdot 0,6 \cdot 3,03 \cdot \sqrt{\frac{1}{0,77}} = 1600 \text{ м}^3 / \text{час}$$

$$\frac{Q_p}{Q_1} \cdot 100\% = \frac{460}{1600} \cdot 100\% = 29\% \leq 80\%$$

Выбранный регулятор оставлен для применения.

Для второго варианта выбираем ГРП оборудованный регулятором РДУК-2-100.

$$Q_p = 1400; \quad f = 13,5; \quad \gamma = 0,5; \quad \frac{P_2}{P_1} = \frac{1,03}{3,21} = 0,32$$

$$P_1 = 3,21; \quad P_2 = 1,03; \quad P_0 = 1400$$

$$Q_1 = 159,5 \cdot f \cdot \gamma \cdot K \cdot P_1 \cdot \sqrt{\frac{1}{\rho_0}} = 159,5 \cdot 13,5 \cdot 0,5 \cdot 0,6 \cdot 3,21 \cdot \sqrt{\frac{1}{0,77}} = 2692,9 \text{ м}^3 / \text{час}$$

$$\frac{Q_p}{Q_1} \cdot 100\% = \frac{1400}{2692,9} \cdot 100\% = 52\% \leq 80\%$$

Выбранный регулятор оставлен для применения.

Подбор газовых фильтров сводится к определению расчетных потерь давления в них, которые складываются из потерь в корпусе и на кассете фильтра.

Во избежание разрушения кассет эти потери не должны превышать 1000 мм.вд.ст. а для обеспечения номинальной работы фильтра с учетом засорения следует принимать потери давления не более 400-600 мм.вд.ст.

Устройство наружных газопроводов.

На территории городов и населенных пунктов газопроводы прокладывают в грунте. Для газопроводов промышленных и коммунальных предприятий целесообразно предусматривает надземную прокладку по стенам и крышам здания; по колоннам и эстакадам. Допускается надземная прокладка внутриквартальных(дворовых газопроводов на опорах и стенах зданий). Подземные газопроводы прокладывают по городским проездам.

Рекомендуется предусматривать насаждений газопроводы высокого давления следует прокладывать в районах с малой плотностью застройки и по проездам с малой насыщенностью другими подземными коммуникациями. Прокладка газопроводов по проездам с усовершенствованным дорожным покрытием, а так же параллельно путем электрифицированных железных дорог на расстоянии мене 50м не рекомендуется. Расстояние по горизонтали между подземными другими сооружениями должны быть не менее величины, указанных в таблице 4.1Б.

На отдельных участках трассы газопровода, а так же при прокладке между зданиями или под арками расстояния приведенные в таблице 4.1Б может быть уменьшение расстояний допустимо 50% для газопроводов с давлением до 0,6 МПа. При условии применения для этих участков бесшовных труб или электросварных труб, проложенных в футлярах. Размеры участков выбирают из условия их выхода на 2м с каждой стороны от зданий и сооружений. При этом необходима проверка всех стыков галаграфированием и устройство весьма усиленной изоляции. Расстояние от газопровода до стенок колодцев и камер подземных сооружений должно быть не менее 0,3м ,а участки газопроводов вблизи этих сооружений должны быть выполнены из бесшовных труб(или футлярах) со 100%-ной проверкой сварных стыков физическими методами контроля. Участки газопроводов должны выходить не менее 2л в каждую сторону от колодца. Допускается прокладка песчаных газопроводов одной из траншей. Расстояние между ними в свету должно быть принято достаточным для производства монтажа и ремонта трубопровода и должна быть не менее 0,4м при диаметре труб до 300 мм и не менее 0,5м при трубах диаметром более 300мм. При пересечении газопроводов различных давлений разных подземных коммуникаций расстояние между ними по вертикали в свету должно быть не менее 0,15 м- при пересечении водопровода, канализации, водостока, телефонной канализации; 0,2 м – тепловой сети;0,5м-электрокабель или телефонного бронированного кабеля; 1 м -электрического кабеля напряжением 110-120 кВт.

Арматуры устанавливающие на газопроводах, следует располагать не ближе 2м от края пересекаемых коммуникаций и сооружений. Глубина заложения газопровода при наличии усовершенствованного дорожного покрытия (асфальто-бетонного) должна быть не менее 0,8 м, а на участках без усовершенствованных покрытий -не менее 0,9 м от верха дорожного покрытия до верха трубы.

В местах, где предусматривается движение транспорта, глубина заложения может быть уменьшена до 0,6 м.

Надземные газопроводы. Надземную прокладку газопроводов производят по наружным несгораемым стенам жилых, общественных и промышленных зданий, несгораемых покрытий зданий, по колоннам и эстакадам, по стенам жилых и общественных зданий допустима прокладка газопровода с давлением не более 0,3 МПа. Газопроводы высокого давления можно прокладывать только по глухим стенам. Газопроводы, проложенные по стенам здания не должны нарушать архитектуру его фасада. Высоту прокладки принимают такой, что бы газопроводы были доступны для осмотра и ремонта, и что бы была исключена возможность их повреждения, минимальное расстояние от газопроводов, проложенных на опорах до соседних зданий и сооружений, минимизированы СНиП 2.04.08-87 и изменяются от 1 до 40 м, в зависимости от типа сооружений и давления газа. Возможна прокладка газопроводов на опорах и эстакадах совместно с трубопроводами другого назначения при условии обеспечения свободного осмотра и ремонта каждого из трубопроводов. Расстояние между газопроводами и трубопроводами при их совместной прокладке и пересечении принимают от 100 до 300 мм, в зависимости диаметров. Совместная прокладка газопровода с электролиниями не допустима, кроме электролиний, проложенных в стальных трубах, и бронированных кабелей.

Газопроводные переходы через железнодорожные, трамвайные пути и автомобильные дороги бывают подземные и надземные. При подземных переходах газопроводы укладывают в футляры, в конце которых выводят подошву насыпи не менее чем на 3м от крайних рельсов железнодорожных путей, и не менее 2 м от крайних рельсов трамвайных путей или края проезжей части автомобильной дороги. Диаметр футляра принимают не менее чем на 100мм больше диаметра газопровода (для труб диаметром 200мм) и не менее чем на 200мм(для труб свыше 200мм).

Газопровод в пределах футляра должен иметь минимальное число сварных стыков, быть покрытым весьма усиленной изоляцией и уложен на центрирующую диэлектрическую прокладку. Глубина укладки газопровода под магистральными

железнодорожными путями должна быть не менее 1,5м, под трамвайными путями и железнодорожными ветками промышленных предприятий, а так же под автомобильными дорогами глубину укладки следует принимать не менее 1 м. Высоту надземного перехода определяют с учетом свободного передвижения транспорта и прохода людей . Так в непроезжей части территории в местах прохода людей высота прокладки должна быть 2,2м, а в местах пересечения трамвайных и железнодорожных путей – 5,6 – 7,1м.

Устройство отключающих устройств.

Отключающие устройства на газопроводах устанавливают в следующих местах:

1. На распределительных газопроводах низкого давления для отключения отдельных микрорайонов, кварталов, группы жилых домов и на газопроводах среднего и высокого давления при отключении отдельных участков.
2. Перед жилыми, общественными, производственными зданиями, наружными газопотребляющими установками, на пересечении водных преград, железных дорог общей сети и автомобильных дорог I и II категории и ГРП.

Отключающее устройство допускается не устанавливать:

- 1) На выходе из ГРП при системах газоснабжения с одним ГРП;
- 2) Перед ГРП предприятий, если отключающее устройства имеются на отводе от распределительного газопровода и находятся от ГРП на расстоянии не более 100м;
- 3) На пересечении железных дорог общей сети автомобильных дорог I и II категории при наличии отключающего устройства на расстоянии не более 1000м, обеспечивающего прекращение подачи газа на участки перехода.

На подземных газопроводах отключающие устройства следует устанавливать в колодцах с линзовыми вставками.

На надземных газопроводах допускается установка отключающих устройств на стенах зданий, на вводах в здания, на лестничных клетках и коридорах.

Участки закольцованных распределительных газопроводов, проходящих по территории предприятий должны иметь отключающие устройства вне их территории. При тупиковом газопроводе достаточна установка перед территорией предприятия.

Испытания и приемка в эксплуатацию газопроводов

Стальные наружные газопроводы, в том числе восстановленные тканевым шлангом, полиэтиленовые или полипропиленовые, проложенные внутри стальных, всех категорий, а также газопроводы и газовое оборудование ГРП, внутренние газопроводы промышленных производств, законченные строительством или реконструкцией, должны быть испытаны на герметичность.

Испытания газопроводов после их монтажа должна проводить строительно-монтажная организация в присутствии представителей технадзора заказчика и газораспределительной организации. Результаты испытаний оформляются актом и записью в строительном паспорте. Элементы газопроводов и газовая арматура, при их изготовлении на заводе-изготовителе, испытываются технической службой контроля.

Испытания газопроводов следует производить после окончания сварочных и изоляционных работ, установки арматуры и устройства ЭХЗ.

Испытания газопроводов и газового оборудования ГРП должны производиться после их полного монтажа, установки арматуры, средств автоматики и КИП.

Газопроводы-вводы при их раздельном строительстве с распределительным газопроводом следует испытывать на участках до отключающих устройств, установленных перед зданиями и сооружениями.

Подземные стальные газопроводы, независимо от вида изоляционного покрытия, с давлением до 0,005 МПа, испытываются давлением 0,6 МПа в течение 24 часов. Подземные стальные газопроводы с давлением свыше 0,005 МПа до 0,3 МПа с изоляционным покрытием, выполненным с битумной мастикой или полимерной липкой лентой, испытываются давлением 0,6 МПа, а с изоляционным покрытием, выполненным с применением экструдированного полиэтилена или стеклоэмали, давлением 1,5 МПа в течение 24 часов. Подземные стальные газопроводы с давлением свыше 0,3 МПа до 0,6 МПа с изоляционным покрытием, выполненным с битумной мастикой или полимерной липкой лентой, испытываются давлением 1,2 МПа, а с изоляционным покрытием, выполненным с применением экструдированного полиэтилена или стеклоэмали, давлением 1,5 МПа в течение 24 часов. Подземные стальные газопроводы, независимо от вида изоляционного покрытия, с давлением свыше 0,6 МПа до 1,2 МПа, испытываются давлением 1,5 МПа в течение 24 часов.

Стальные надземные и наземные без обвалования газопроводы с давлением до 0,005 МПа испытываются давлением 0,3 МПа в течение 1 часа. Стальные надземные и наземные без обвалования газопроводы с давлением свыше 0,005 МПа до 0,3 МПа испытываются давлением 0,45 МПа в течение 1 часа. Стальные надземные и наземные без обвалования газопроводы с давлением свыше 0,3 МПа до 0,6 МПа испытываются давлением 0,75 МПа в течение 1 часа. Стальные надземные и наземные без обвалования газопроводы с давлением свыше 0,6 МПа до 1,2 МПа испытываются давлением 1,5 МПа в течение 1 часа.

Газопроводы и оборудование ГРП с давлением до 0,005 МПа испытываются давлением 0,3 МПа в течение 12 часов. Газопроводы и оборудование ГРП с давлением свыше 0,005 МПа до 0,3 МПа испытываются давлением 0,45 МПа в течение 12 часов. Газопроводы и оборудование ГРП с давлением свыше 0,3 МПа

до 0,6 МПа испытываются давлением 0,75 МПа в течение 12 часов. Газопроводы и оборудование ГРП с давлением свыше 0,6 МПа до 1,2 МПа испытываются давлением 1,5 МПа в течение 12 часов. Газопроводы котельных и производственных зданий до 0,005 МПа испытываются давлением 0,01 МПа в течение 1 часа.

Газопроводы котельных и производственных зданий свыше 0,005 МПа до 0,1 МПа испытываются давлением 0,1 МПа в течение 1 часа. Газопроводы котельных и производственных зданий свыше 0,1 МПа до 0,3 МПа испытываются давлением 1,25 от рабочего, но не более 0,3 МПа в течение 1 часа. Газопроводы котельных и производственных зданий свыше 0,3 МПа до 0,6 МПа испытываются давлением 1,25 от рабочего, но не более 0,6 МПа в течение 1 часа. Газопроводы котельных и производственных зданий свыше 0,6 МПа до 1,2 МПа испытываются давлением 1,25 от рабочего, но не более 1,2 МПа в течение 1 часа.

Подземные газопроводы, прокладываемые в футлярах на участках переходов через искусственные и естественные преграды, следует испытывать в три стадии:

после сварки перехода до укладки на место;

после укладки и полной засыпки перехода;

вместе с основным газопроводом.

Допускается не производить испытания после укладки и полной засыпки перехода по согласованию с газораспределительной или эксплуатационной организациями.

Допускается производить испытания переходов вместе с основным газопроводом в одну стадию:

при отсутствии сварных соединений в пределах перехода;

использовании при укладки перехода метода наклонно-направленного бурения;

использовании в пределах перехода для сварки полиэтиленовых труб деталей с закладными нагревателями или сварочного оборудования с высокой степенью автоматизации.

Результаты испытания на герметичность считаются положительными если за период испытания нет видимого падения давления в газопроводе по манометру класса точности 0,6, а по манометрам класса точности 0,15 и 0,4, а также по жидкостному манометру падение давления не превышает одного деления шкалы.

По завершению испытаний газопровода на герметичность, давление в газопроводе следует снизить до атмосферного, установить автоматику, арматуру, оборудование, контрольно-измерительные приборы и выдержать газопровод под рабочим давлением в течение 10 минут. Герметичность разъемных соединений проверяется мыльной эмульсией или с помощью высокочувствительных приборов (газоискателей).

Дефекты, обнаруженные в процессе испытаний газопроводов, следует устранять после снижения давления в газопроводе до атмосферного.

После устранения дефектов испытания газопровода на герметичность следует произвести повторно.

Монтажные стыки стальных газопроводов, сваренные после испытаний, должны быть проверены радиографическим методом контроля.

Приемочная комиссия должна проверить проектную и исполнительную документацию, осмотреть смонтированную наземную, надземную и внутреннюю систему газораспределения (газопотребления) для определения соответствия ее требованиям нормативных технических документов, настоящих Правил и проекту, выявления дефектов монтажа, а также проверки наличия актов на скрытые работы.

Помимо этого, должно быть проверено соответствие проекту промышленных вентиляционных и дымоотводящих систем, электросилового и осветительного

оборудования, контрольно-измерительных приборов и готовность организации к эксплуатации объекта.

Комиссии предоставляется право потребовать вскрытия любого участка подземного газопровода для дополнительной проверки качества строительства, а также проведения повторных испытаний с представлением дополнительных заключений.

Приемка в эксплуатацию незаконченных строительством объектов, в том числе подземных стальных газопроводов, не обеспеченных электрохимической защитой, не допускается.

В состав работ по эксплуатации подземных газопроводов входят:

- Приёмка в эксплуатацию вновь построенных газопроводов;
- Присоединение вновь построенных газопроводов к действующим;
- Ввод в эксплуатацию новых газопроводов;
- Надзор и обслуживание газопроводов и сооружений на них;
- Профилактический и капитальный ремонт;
- Контроль за давлением;
- Защита от коррозии.

Наблюдение за состоянием наружных газопроводов и сооружений на них осуществляется путем обхода трассы газопровода.

Не принятые в эксплуатацию участки газопровода должны быть отключены металлическими заглушками от действующего газопровода, а запорные устройства перед этими участками опломбированы в закрытом положении. Бездельствующие газопроводы должны быть отрезаны с обеих сторон и продуты воздухом.

Не реже 1 раза в год следует выполнять следующие работы:

- очистку колодцев от грязи и посторонних предметов;
- проверку и закрепление лестниц и скоб в колодцах и ограждений наружных вводов;
- очистку задвижек и компенсаторов от грязи и ржавчины;
- «разгон» червяка задвижки и его смазку;
- проверку плотности и набивки сальников;
- проверку плотности всех соединений задвижек и компенсаторов с помощью мыльной эмульсии;
- проверку состояния компенсаторов (при снятых стяжных болтах).

Не реже 1 раза в 5 лет следует проводить проверку плотности и состояния изоляции подземных газопроводов всех давлений с помощью приборов или методом бурового и шурфового осмотра. Допускается испытание газопроводов на плотность воздухом, по нормам, принятым для таких испытаний после окончания строительства газопровода.

Буровой осмотр осуществляется бурением скважин через 3м или у сварных стыков на расстоянии 0,3-0,5 м от стенки газопровода на глубину укладки его, а зимой в случае промерзания грунта — на глубину промерзания. В местах расположения контрольных трубок скважины не бурятся. Наличие газа в скважинах определяется газоиндикатором, а при расположении ее более чем в 3 м от зданий, колодцев и других сооружений — применением огня. Если газ не загорелся, скважина должна быть проверена газоиндикатором.

Для определения состояния изоляции и труб подземного газопровода отрываются шурфы длиной 1,5—2 м на 200 м газопровода, а также в местах расположения конденсатосборников. Данные бурового и шурфового осмотров заносятся в эксплуатационный паспорт газопровода.

Ремонт (ревизия) внутренних газопроводов и газового оборудования должен производиться не реже 1 раза в год, если согласно паспортам заводов-изготовителей на оборудование и приборы автоматики не требуется проведения ремонта в более короткие сроки.

Капитальный ремонт газопроводов составляют следующие работы: замена отдельных участков труб или отдельных мест изоляции, замена внутренних газопроводов при капитальном ремонте котельной, замена коверов, ремонт колодцев (перекладка горловин колодцев, наращивание колодцев, ремонт гидроизоляции или штукатурки, смена лестниц и др.), замена неисправных отключающих и сетевых устройств.

Эксплуатация газифицированных котельных, ГРП, ГРУ, ШРП

Эксплуатация газифицированных котельных. Подготовка к приему газа. За подготовку к приему газа, а в дальнейшем – за эксплуатацию системы газоснабжения котельной несет ответственность инженерно – технический работник, прошедший специальную подготовку. К организационным мероприятиям по приему газа относятся: Обучение и аттестация всего персонала; обеспечение персонала инструментом, средствами личной защиты и приборами контроля загазованности воздушной среды; обеспечение рабочих мест стендами и плакатами по технике безопасности; Подготовка эксплуатационной документации по обслуживанию газопроводов, газового оборудования и котлов (графики планово – предупредительных осмотров и ремонтов, журналы, ведомости, паспорта ГРП и подземного газопровода и т. п.); Заключение договора на получение газа. До пуска газа необходимо выполнить следующие работы: Очистку коверов и колодцев ото льда и мусора, откачку воды; изготовление крюков для открытия крышек колодцев; изготовление и проверку торцовых ключей для открытия задвижек, расположенных в колодцах, с поверхности земли; установку недостающих настенных указателей расположение устройств на подземных газопроводах; Набивку сальников, смазку штоков задвижек и вентилей; нанесение на арматуру нумерации, принятой в схеме газопроводов, и

указателей направления вращения штурвалов; установку накладных ручек на краны;

- Укомплектования помещения ГРП противопожарными средствами и нанесение предупредительных надписей «Огнеопасно – газ»;

- Подготовку тройника, ручного воздушного насоса и двухтрубного манометра для предварительной настройки и периодической проверки ПЗК и ПСУ на указанные в проекте пределы; присоединение компрессора для проведения контрольной опрессовки газопроводов;

- Проверку наличия и срока действия клейма госповерителя на регистрирующих приборах в узле измерения расхода газа, а в случае установки ротационного счётчика (РГ) – его расконсервации; установку и проверку средств измерений (приборы, имеющие просроченные клейма госповерителя, подлежат замене);

- Проверку коммутации щитов автоматики, опробование её систем, предварительную настройку датчиков автоматики безопасности на параметры отключения, указанные в проекте;

- Установку заглушек за запорными устройствами на газопроводах, не подготовленных к пуску котлов, отсоединение (глушение) продувочного и трубопровода безопасности этих котлов.

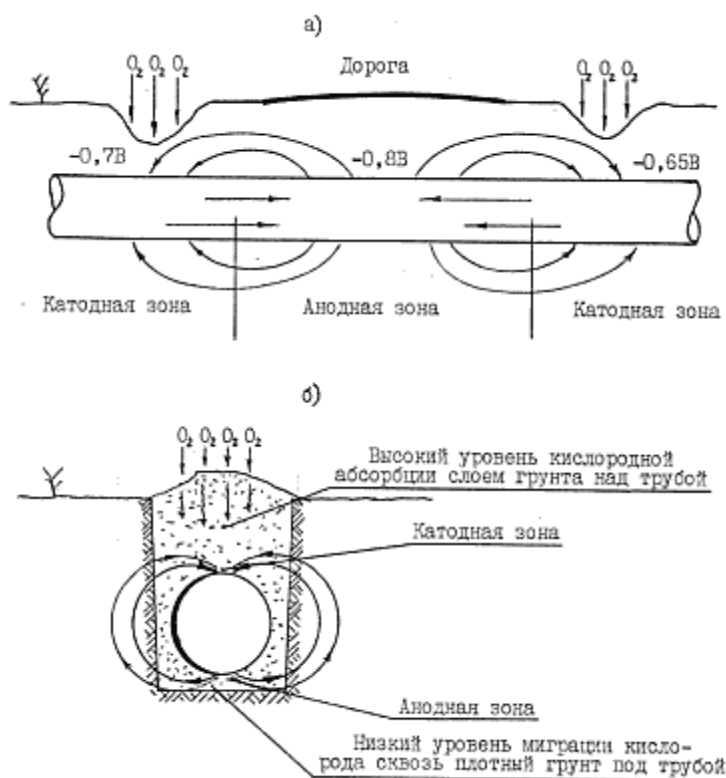
Предпусковые работы по осмотру газопроводов, настройки предохранительных клапанов, проверке регуляторов давления газа, расконсервации счётчиков, апробированию автоматики и проверке средств измерений, как правило, выполняются под руководством представителей специализированных организаций. До начала работ следует детально ознакомиться с проектом, исполнительно-технической документацией, паспортами оборудования и производственными инструкциями.

Коррозия подземных трубопроводов и защита от нее

Коррозия подземных трубопроводов является одной из основных причин их разгерметизации вследствие образования каверн, трещин и разрывов.

Коррозия металлов, т.е. их окисление – это переход атомов металла из свободного состояния в химически связанное, ионное. При этом атомы металла теряют свои электроны, а окислители их принимают.

На подземном трубопроводе за счет неоднородности металла трубы и гетерогенности грунта (как по физическим свойствам, так по химическому составу) возникают участки с различным электродным потенциалом, что обуславливает образование гальванических коррозионных элементов



Важнейшими видами коррозии являются: поверхностная (сплошная по всей поверхности), местная в виде раковин, язвенная (питтинговая), щелевая,

межкристаллитная и усталостное коррозионное растрескивание. Два последних вида коррозии представляют наибольшую опасность для подземных трубопроводов.

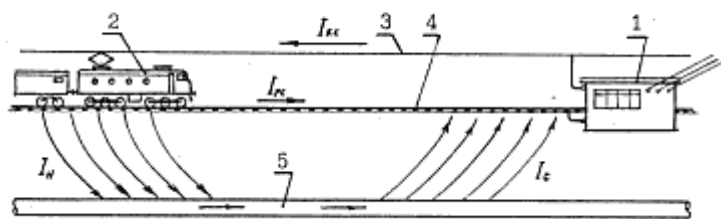
Поверхностная коррозия лишь в редких случаях приводит к повреждениям, тогда как по причине язвенной коррозии происходит наибольшее число повреждений

Коррозионная ситуация, в которой находится металлический трубопровод в грунте, зависит от большого количества факторов, связанных с грунтовыми и климатическими условиями, особенностями трассы, условиями эксплуатации. К таким факторам относятся:

- влажность грунта,
- химический состав грунта,
- кислотность грунтового электролита,
- структура грунта,
- температура транспортируемого газа

Наиболее сильным отрицательным проявлением блуждающих токов в земле, вызываемое электрифицированным рельсовым транспортом постоянного тока, является электрокоррозионное разрушение трубопроводов

Схема возникновения блуждающих токов на железной дороге с электрической тягой на постоянном токе.



- 1 - тяговая подстанция,
 - 2 - нагрузка,
 - 3 - контактная сеть,
 - 4 - ходовая рельсовая сеть,
 - 5 - трубопровод
- $I_{кк}$ - ток в контактной сети, $I_{рс}$ - ток в ходовой рельсовой сети, $I_{и}$ - натекающий ток на трубопровод, $I_{с}$ - стекающий ток с трубопровода.

Интенсивность блуждающих токов и их влияние на подземные трубопроводы зависит от таких факторов, как:

- переходное сопротивление рельс-земля;
- продольное сопротивление ходовых рельсов;
- количество поездов на перегоне;
- расстояние между тяговыми подстанциями;
- потребление тока электропоездами;
- число и сечение отсасывающих линий;
- удельное электрическое сопротивление грунта;
- расстояние и расположение трубопровода относительно пути;
- переходное и продольное сопротивление трубопровода.

Следует отметить, что блуждающие токи в катодных зонах оказывают защитное воздействие на сооружение, поэтому в таких местах катодная защита трубопровода может быть осуществлена без больших капитальных затрат.

Методы защиты подземных металлических трубопроводов от коррозии подразделяются на пассивные и активные.

Пассивный метод защиты от коррозии предполагает создание непроницаемого барьера между металлом трубопровода и окружающим его грунтом. Это достигается нанесением на трубу специальных защитных покрытий (битум, каменноугольный пек, полимерные ленты, эпоксидные смолы и пр).

На практике не удастся добиться полной оплошности изоляционного покрытия. Различные виды покрытия имеют различную диффузионную проницаемость и поэтому обеспечивают различную изоляцию трубы от окружающей среды. В процессе строительства и эксплуатации в изоляционном покрытии возникают трещины, задиры, вмятины и другие дефекты. Наиболее опасными являются

сквозные повреждения защитного покрытия, где, практически, и протекает грунтовая коррозия.

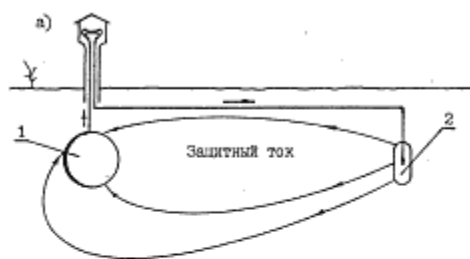
Так как пассивным методом не удастся осуществить полную защиту трубопровода от коррозии, одновременно применяется активная защита, связанная с управлением электрохимическими процессами, протекающими на границе металла трубы и грунтового электролита. Такая защита носит название комплексной защиты.

Активный метод защиты от коррозии осуществляется путем катодной поляризации и основан на снижении скорости растворения металла по мере смещения его потенциала коррозии в область более отрицательных значений, чем естественный потенциал.

Катодную защиту трубопроводов можно осуществить двумя методами:

- применением магниевых жертвенных анодов-протекторов (гальванический метод);
- применением внешних источников постоянного тока, минус которых соединяется с трубой, а плюс - с анодным заземлением (электрический метод).

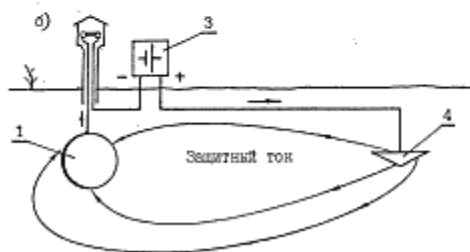
В основу гальванического метода положен тот факт, что различные металлы в электролите имеют различные электродные потенциалы. Если образовать гальванопару из двух металлов и поместить их в электролит, то металл с более отрицательным потенциалом станет анодом и будет разрушаться, защищая, тем самым, металл с менее отрицательным потенциалом



Принцип катодной защиты

а) с помощью гальванических жертвенных анодов,

б) с помощью поляризации от источника постоянного тока.



1 - заложённый в грунт трубопровод,

2 - гальванический жертвенный анод,

3 - источник постоянного тока,

4 - малорастворимый анод.

На практике в качестве жертвенных гальванических анодов используются протекторы из магниевых, алюминиевых и цинковых сплавов.

Применение катодной защиты с помощью протекторов эффективно только в низкоомных грунтах (до 50 Ом-м). В высокоомных грунтах такой метод необходимой защищенности не обеспечивает.

Защитный ток, накладываемый на трубопровод от преобразователя и создающий разность потенциалов "труба-земля", распределяется неравномерно по длине трубопровода. Поэтому максимальное по абсолютной величине значение этой разности находится в точке подключения источника тока (точке дренажа). По мере удаления от этой точки разность потенциалов "труба-земля" уменьшается.

Анодная защита является одним из методов борьбы с коррозией металлов в агрессивных химических средах. Она основана на переводе металла из активного состояния в пассивное и поддержании этого состояния при помощи внешнего анодного тока. Катодная защита высоколегированных сталей в сильных кислотах невозможна.

В противоположность катодной защите при анодной защите имеются только узко ограниченные области защитных потенциалов, в которых возможна защита от коррозии.

Список литературы.

1. «Узбекистан на пороге независимости» И.А.Каримов
2. КМК 2.01.01-94 «Физико-геологические данные для проектирования»
Ташкент 1994г
3. ШНК 2.07.01-03 «Градостроительство. Планировка и застройка городских и сельских поселений»
4. Ионин А.А. Газоснабжение. Учеб. Для вузов-4 изд. Москва 1989 г.
5. КМК 2.04.08-96 «Газоснабжение. Нормы проектирования» 1996г.
7. Скафтимов Н.А. «Основы газоснабжения» 1975г.
8. Кулаков Н.Г., Бережнев И.А. «Справочник по газоснабжению» 1985г
9. Асадуллаев А.Х., Насриддинов Ш.Х. Газоснабжение. Методические указания для выполнения дипломного проектирования для студентов по специальности «Теплоснабжение и вентиляция». Ташкент 1991г.
10. <http://shkval-antikor.ru/proektirovanie>
11. <http://biblioteka.ru/spravochnik-148>

