

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ

**ХАРКІВСЬКА НАЦІОНАЛЬНА АКАДЕМІЯ
МІСЬКОГО ГОСПОДАРСТВА**

В. С. СІДАК, О. М. СЛАТОВА

КУРС ЛЕКЦІЙ

СПЕЦКУРС З ОРГАНІЗАЦІЇ НА ПІДПРИЄМСТВАХ ГАЗОПОСТАЧАННЯ

(для студентів 3-6 курсів усіх форм навчання та слухачів другої вищої освіти з напрямку підготовки 0921 (6.060101) - «Будівництво», спеціальності 7.092108 (7.06010107), 8.092108 (8.06010107) «Теплогазопостачання і вентиляція»)

**ХАРКІВ
ХНАМГ
2010**

Сідак В. С. Курс лекцій з дисципліни «спецкурс з організації на підприємствах газопостачання» (для студентів 3-6 курсів усіх форм навчання та слухачів другої вищої освіти з напрямку підготовки 0921 (6.060101) - «Будівництво», спеціальності 7.092108 (7.06010107), 8.092108 (8.06010107) «Теплогазопостачання і вентиляція») / В. С. Сідак, О. М. Слатова; Харк. нац. акад. міськ. госп-ва. – Х.: ХНАМГ, 2010. - 343 с.

Автори: проф., к.т.н., доцент В. С. Сідак,
О. М. Слатова

Друкується як курс лекцій для студентів технічних спеціальностей за рішенням Вченої ради Академії, протокол №10 від 19.06.09.

Рецензент: О.В. Ромашко – кандидат технічних наук, доцент кафедри Експлуатації газових і теплових систем ХНАМГ.

У лекціях розглянуто норми та правила будівництва, експлуатації, технічного обслуговування та ремонту газових мереж, споруд на газопроводах, газової апаратури, облік подачі й розподілу газу, методи розрахунку газових мереж, а також запропоновано контрольні питання, необхідні для засвоєння дисципліни.

Призначені для студентів спеціальності „Теплогазопостачання і вентиляція”.

ЗМІСТ

	Стор.
ВСТУП	7
ЗМ 1. СТРУКТУРА СИСТЕМИ ГАЗОПОСТАЧАННЯ УКРАЇНИ	9
ТЕМА 1. ГАЗОПОСТАЧАННЯ - СКЛАДОВА ЧАСТИНА ПАЛИВНО-ЕНЕРГЕТИЧНОГО КОМПЛЕКСУ УКРАЇНИ (ПЕК)	9
1.1. Енергетичні ресурси світу	9
1.2. Роль України у світовій енергетиці	16
1.2.1. Вугільна промисловість (стан на сучасному етапі й перспективи розвитку)	16
1.2.2. Нафтогазовий комплекс	16
1.2.3. Електроенергетична промисловість	18
1.2.4. Атомна енергетика	18
1.2.5. Нетрадиційні, відновлювальні, позабалансові джерела енергії	19
1.3. Особливості системи газопостачання України	20
1.3.1. Газотранспортна система України. Транзитні поставки газу через територію України (стан і перспективи)	21
1.3.2. Стан української частини в Міжнародній Системі Транзиту Газу (МСТГ). Загальний огляд	24
1.3.3. Обґрунтування необхідності модернізації газотранспортної системи (ГТС) України	27
ТЕМА 2. ЕНЕРГОПОСТАЧАННЯ ХАРКІВСЬКОГО РЕГІОНУ І ЙОГО РОЗВИТОК	31
2.1. Енергетичні ресурси Харківського регіону	31
2.1.1. Економічний потенціал Харківського регіону	31
2.1.2. Паливно-енергетичний комплекс (ПЕК) Харківського регіону	33
2.1.3. Енергозбереження Харківського регіону	33
2.2. Газопостачання Харківського регіону	39
2.3. Історія становлення газового господарства Харківської області	40
ТЕМА 3. КЕРУВАННЯ ГАЗОВИМ ГОСПОДАРСТВОМ УКРАЇНИ	45
3.1. Загальні принципи процесу організації і керування	45
3.2. Основи керування підприємством	48
3.3. Структура керування газовою галуззю України	52
3.4. Основні функції керування газовою галуззю України	53
3.5. Видобуток, транспортування та споживання газу в Україні	55
ТЕМА 4. СТРУКТУРА КЕРУВАННЯ ГАЗОВИМ ГОСПОДАРСТВОМ РЕГІОНУ ТА ОСНОВНІ ФУНКЦІЇ	62
4.1. Основні типи організаційних структур керування	62
4.2. Структура управління системою газопостачання регіону	67
4.3. Основні функції управління системою газопостачання регіону	68
ТЕМА 5. СТРУКТУРА УПРАВЛІННЯ ФІЛІЄЮ ТА ДІЛЬНИЦЕЮ, ЇХ ОСНОВНІ ФУНКЦІЇ І ПІДСИСТЕМА ПОСТАЧАННЯ ПРИРОДНИМ ГАЗОМ	78
5.1. Структура керування філією та дільницею, їх основні функції	78
5.2. Структура типової системи регіонального газопостачання	86
5.3. Основні елементи системи газопостачання великого міста й області	88
5.4. Підсистема постачання природним газом	91
ТЕМА 6. ПРОЕКТУВАННЯ ТА РЕКОНСТРУКЦІЯ СИСТЕМ ГАЗОПОСТАЧАННЯ	95
6.1. Особливості експлуатації і розвитку газової мережі	95

6.2. Керування системою газопостачання на рівні розробки й реконструкції	99
6.2.1 Комплексні завдання розрахункового й графічного характеру в умовах розвитку й експлуатації газової мережі	99
6.2.2 Завдання керування поточкорозподілом на рівнях планування і стабілізації режимів споживання	104
6.2.3 Особливості проектування газопроводів з поліетиленових труб	107
6.2.4 Вибір траси газопроводу	109
6.2.5 Гідравлічний розрахунок газової мережі	111
6.3. Завдання і алгоритми диспетчерського керування регіональними газовими мережами (РГМ) у режимах планування і стабілізації	112
ТЕМА 7. КЕРУВАННЯ ГАЗОВИМИ МЕРЕЖАМИ	115
7.1. Мережі газопостачання як еволюціонуючі системи	115
7.2. Якісні та кількісні показники оперативного керування газорозподільними мережами	118
7.3. Керування в нормальних умовах	121
ТЕМА 8. КЕРУВАННЯ ГАЗОВИМИ МЕРЕЖАМИ В УМОВАХ ДЕФІЦИТУ ГАЗУ І В АВАРІЙНИХ СИТУАЦІЯХ	124
8.1. Керування в умовах дефіциту газу	124
8.2. Керування в аварійних ситуаціях	124
8.3. Керування системою газопостачання регіону в аварійних ситуаціях	125
ЗМ 2. ОРГАНІЗАЦІЯ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ГАЗОВИХ МЕРЕЖ	131
ТЕМА 9. ОРГАНІЗАЦІЯ ЗДАЧІ-ПРИЙОМУ В ЕКСПЛУАТАЦІЮ СИСТЕМ ГАЗОПОСТАЧАННЯ	131
9.1. Загальні положення	131
9.2. Випробування систем газопостачання	133
9.2.1. Підготовчі роботи до початку проведення випробувань	133
9.2.2. Випробування підземних і надземних газопроводів на міцність	134
9.2.3. Випробування підземних газопроводів на щільність	134
9.2.4. Випробування внутрішніх газопроводів на міцність і щільність	136
9.2.5. Випробування ГРП, ГРУ та шафових установок на міцність і щільність	138
9.3. Склад необхідної виконавчо-технічної документації на змонтовані об'єкти	139
9.4. Порядок приймання об'єктів газового господарства	142
9.4.1. Порядок приймання газопроводів	142
9.4.2. Приймання ГРП, ГРУ й шафових установок	142
9.4.3. Приймання котелень	143
9.4.4. Приймання вузлів обліку	144
9.4.5. Приймання будинкових систем газопостачання	144
9.4.6. Приймання димових каналів і систем вентиляції	145
9.5. Приймання в експлуатацію систем автоматизації	146
9.6. Перевірка й приймання відповідності застосування установок електрозахисту	147
9.7. Порядок уведення об'єктів в експлуатацію	148
9.7.1. Загальні вимоги Правил безпеки по уведенню в експлуатацію об'єктів газового господарства	148
9.7.2. Призначення й проведення контрольного обпресування газового обладнання	148
ТЕМА 10. ОРГАНІЗАЦІЯ ТЕХНІЧНОГО ОБСЛУГОВУВАННЯ Й ЕКСПЛУАТАЦІЇ СИСТЕМ ГАЗОПОСТАЧАННЯ	150
10.1. Загальні вимоги	150
	153

10.2. Організація технічного обслуговування й ремонту систем газопостачання підприємств і організацій	
10.3. Зовнішні газопроводи й спорудження	156
10.4. Газорегуляторні пункти, газорегуляторні установки та комбіновані будинкові регулятори тиску	166
ТЕМА 11. ОРГАНІЗАЦІЯ ТЕХНІЧНОГО ОБСЛУГОВУВАННЯ І ЕКСПЛУАТАЦІЇ ВБГО І ПРОМИСЛОВИХ ПІДПРИЄМСТВ..	172
11.1. Внутрішні газопроводи і газове обладнання житлових і громадських будівель	172
11.2. Газопроводи і газовикористовуючі установки промислових і сільськогосподарських підприємств, котельень, підприємств комунально-побутового обслуговування виробничого характеру	179
ТЕМА 12. ЕКСПЛУАТАЦІЯ ГАЗОВОГО ГОСПОДАРСТВА В ЗИМОВИХ УМОВАХ	187
12.1. Особливості експлуатації систем газопостачання в зимовий період	188
12.2. Підготовка газового господарства до роботи в зимових умовах	189
12.3. Приклад плану заходів з підготовки газового господарства до роботи в зимових умовах	194
ТЕМА 13. ТЕХНІЧНЕ ОБСТЕЖЕННЯ ГАЗОПРОВІДІВ	197
13.1. Підготовчі роботи та методи технічного обстеження газопроводів	197
13.1.1. Перевірка стану газопроводу шурфовим методом	200
13.1.2. Послідовність перевірки ізоляційного покриття	201
13.2. Обстеження стану металу газопроводів	203
13.2.1. Визначення корозійного стану газопроводу	203
13.2.2. Оформлення результатів обстеження газопроводу	205
13.3. Корозійне обстеження газопроводів	205
13.3.1. Визначення рівня захисту газопроводу	206
13.3.2. Визначення шкідливої дії джерел блукаючих струмів на газопроводи	208
13.3.3. Оформлення результатів корозійного обстеження	208
13.4. Перевірка якості зварювальних стиків	209
13.5. Мета діагностики технічного стану (паспортизації) газопроводів	210
13.6. Особливості обстеження і діагностики газопроводів-вводів	212
ТЕМА 14. ОЦІНКА ТЕХНІЧНОГО СТАНУ ГАЗОПРОВІДІВ ТА СПОРУД НА НИХ	215
14.1. Критерії оцінювання герметичності газопроводів	215
14.2. Критерії оцінювання захисного ізоляційного покриття	215
14.3. Критерії оцінювання стану металу труби	218
14.4. Критерії оцінювання якості зварювальних стиків	219
14.5. Критерії оцінювання корозійного стану газопроводів	220
14.6. Визначення стану засобів ЕХЗ газопроводів	220
14.7. Надання загальної оцінки технічному стану газопроводів	221
14.7.1. Оцінювання технічного стану підземного газопроводу	221
14.7.2. Оцінювання технічного стану надземного газопроводу	221
14.8. Остаточний висновок і пропозиції щодо подальшої експлуатації газопроводів	221
14.9. Оформлення документації за результатами діагностики технічного стану (паспортизації) газопроводів	223
14.10. Критерії оцінювання технічного стану газопроводів-вводів	224
ЗМ 3. ОРГАНІЗАЦІЯ ТА ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ БЕЗПЕКИ В ГАЗОВОМУ ГОСПОДАРСТВІ	230
ТЕМА 15. ГОРЮЧІ ГАЗИ ТА ЇХ ВЛАСТИВОСТІ	230

15.1. Основні властивості газів	230
15.2. Види і склад природних газів	233
15.3. Спалахування і горіння газів	235
15.4. Вибухонебезпечність і вибухозахист	237
15.5. Властивості та основні вимоги безпеки при використанні скраплених вуглеводневих газів	243
ТЕМА 16. ГАЗОНЕБЕЗПЕЧНІ РОБОТИ	246
16.1. Загальні положення	246
16.2. Підготовчі роботи	248
16.3. Проведення газонебезпечних робіт	249
16.4. Особливості розповсюдження газу у ґрунті при вибоках на підземних газопроводах	250
16.5. Організація газонебезпечних і вогневих робіт у котлованах і колодязях по приєднанню новозбудованих газопроводів до діючої системи газопостачання (врізка) й первинному пуску газу на об'єкт	257
ТЕМА 17. СКЛАДОВІ КОМПЛЕКСНОГО ПІДХОДУ ДО КЕРУВАННЯ НАДІЙНІСТЮ ГАЗОВИХ МЕРЕЖ	264
ПІДТЕМА 17.1. ДИНАМІКА ВІДМОВ ТА ФАКТОРИ ЗНИЖЕННЯ ВІДМОВ СИСТЕМ ГАЗОПОСТАЧАННЯ. ОРГАНІЗАЦІЯ РОБІТ З РЕМОНТУ ГАЗОПРОВІДІВ	264
17.1.1. Динаміка відмов систем газопостачання в різні періоди	264
17.1.2. Відмова систем газопостачання із-за ушкоджень	268
17.1.3. Інтенсивні відмови газових мереж і їх залежність від терміну експлуатації газопроводів	272
17.1.4. Фактори зниження відмов систем газопостачання	275
17.1.5. Показники оцінювання технічного стану газопроводів	278
17.1.6. Планування і організація робіт щодо ремонту газопроводів та їхніх споруд	280
ПІДТЕМА 17.2. НОВІТНІ ТЕХНОЛОГІЇ БУДІВНИЦТВА І РЕКОНСТРУКЦІЇ ГАЗОПРОВІДІВ	287
17.2.1. Нові підходи до будівництва інженерних мереж	287
17.2.2. Протягування ПЕ труби в сталю за технологією «РЕЛАЙНІНГ»	290
17.2.3. Протягування попередньо стиснутої труби за технологією «РОЛЛДАУН»	301
17.2.4. Протягування труби гарячим і холодним способом за технологіями «U-ЛАЙНЕР» та «СУБЛАЙН»	304
17.2.5. Відновлення старої труби – технологія «ФЕНІКС»	310
17.2.6. Безтраншейні технології будівництва газопроводів	310
СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ	342

ВСТУП

В сучасних умовах організації та управління в галузі газопостачання необхідно вирішувати комплекс завдань щодо підвищення безпеки та забезпечення ефективної роботи систем газопостачання.

Система газопостачання України та Харківського регіону потребує проведення на високому рівні значних обсягів експлуатаційно – ремонтних робіт.

У зв'язку з цим, основним завданням спецкурсу з управління підприємствами газового господарства є ознайомлення студентів зі структурою систем газопостачання України та Харківського регіону, управлінням газовим господарством, експлуатацією газових мереж, в тому числі в зимовий період.

Крім цього, студенти повинні знати способи обстеження технічного стану газопроводів і споруд на них, основи забезпечення безпеки при виконанні робіт по газопостачанню; сучасні методи будівництва, реконструкції та ремонту систем газопостачання.

При розробці посібника врахована складність і велика кількість матеріалу та обмеженість часу на його вивчення (всього 36 години), що складає 1 модуль та три ЗМ (змістові модулі), до яких входять 17 основних тем та 2 підтем, де згруповані основні питання управління системами газопостачання.

При вивченні курсу студентам спочатку необхідно засвоїти основні питання систем газопостачання України, розвитку галузі, структуру та управління системами газопостачання. Вивчити методи та цілі управління газовими мережами в нормальних умовах та аварійних ситуаціях. Після вивчення вище перерахованих питань, перейти до вивчення тем особливості експлуатації газового господарства в зимових умовах, організації експлуатації газових мереж, ГРП, ВБГО, ЕХЗ, а також технічного обстеження та оцінки технічного стану газопроводів і

супроводжуючих споруд, основ забезпечення безпеки газопостачання. Особливе значення мають набуті знання після вивчення ЗМ 1.3 - з організації та забезпечення безпеки у газовому господарстві: основні властивості горючих газів, їх отруйні властивості та вибухонебезпечність, порядок виконання газонебезпечних робіт. Отримані знання з комплексного підходу до керування надійністю газових мереж дадуть змогу набути досвід, щодо застосування ПЕ (поліетиленових) труб, новітніх технологій будівництва та ремонту газорозподільних мереж.

Метою вивчення курсу є: придбання студентами теоретичних знань, умінь і практичних навичок з організації виробничого процесу на підприємствах газового господарства, застосування комплексного підходу до керування системами газопостачання, знання елементів системи газопостачання як об'єктів управління та отримання навиків щодо застосування цих елементів в системі управління.

Даний посібник розроблений відповідно до тематичного плану та програми спецкурсу з управління підприємствами газового господарства і призначений для студентів вищих навчальних закладів спеціальності „Теплогазопостачання і вентиляція”, а також буде корисним для керівних працівників та фахівців підприємств газової галузі.

ЗМ 1. СТРУКТУРА СИСТЕМИ ГАЗОПОСТАЧАННЯ УКРАЇНИ

ТЕМА 1. ГАЗОПОСТАЧАННЯ - СКЛАДОВА ЧАСТИНА ПАЛИВНО- ЕНЕРГЕТИЧНОГО КОМПЛЕКСУ УКРАЇНИ (ПЕК)

1.1. Енергетичні ресурси світу

Потреба в енергії визначається трьома основними факторами:

- ростом населення;
- економічним розвитком;
- технологічним прогресом.

Очевидно, що ці потреби рік у рік ростуть. Так з 1995р. потреба енергії у світі виросла на 576 млн. т н.е. (нафтового еквіваленту), а в 2001 році вже склала 9 млрд. т н.е.

Виробництво енергії людством безперервно росте з ростом населення планети, як і видобуток енергоресурсів. Тільки за останні 100 років населення Землі зросло майже у 4 рази, а річний видобуток енергоресурсів - в 21 разів. На сьогоднішній день у середньому на одного жителя планети доводиться 2,5 т у.п. (тон умовного палива) енергоресурсів.

За прогнозами до 2100р. населення виросте до 10 млрд., а середнє значення питомих енергоресурсів на людину - до 10 т у.п., тобто в цілому енерговидобування досягне 100 млрд. т у.п. (практично все органічне паливо, у першу чергу нафта й газ, будуть вичерпані). Тому в людства немає іншої альтернативи, тільки як жити відповідно до своїх можливостей (табл. 1.1).

Таблиця 1.1 - Світові запаси первинних енергетичних ресурсів.

	Розвідані запаси	Очікувані ресурси (50% імовірності)	Загальна ресурсна база
Нафта	490	681	1171
Природний газ	476	767	1243
Вугілля	866	3991	4857

Аналізуючи споживання первинної енергії, необхідно відзначити, що загальна її кількість наприкінці ХХ сторіччя складала приблизно

14 970 т у.п., або 439 млрд. ГДж. Причому, споживання первинної енергії у світі було зовсім нерівномірним: на США й Канаду доводилося 3680 млн. т у.п. на рік (приблизно 12,2 т у.п. на людину на рік); на країни СНД, Центральної Європи та Іран - 1800 млн. т у.п. на рік (4,4 т у.п. на людину); а на Індію - 850 млн. т у.п. на рік (0,86 т у.п. на людину).

Нерівномірність споживання енергії збереглася й на початок ХХІ сторіччя (табл. 1.2).

Таблиця 1.2 - Структура енергетичного балансу на початку ХХІ століття.

	Нафта	Газ	Вугілля	Атомна енергія	Гідроенергія
Світ	39,3	25,0	25,3	7,8	2,6
Європа	40,4	23,5	14,8	15,2	6,1
Україна	18,4	41,0	24,3	14,4	2,1

Таблиця 1.3 - Світове споживання паливно-енергетичних ресурсів.

	Обсяги споживання, млрд. т.у.т.			Структура споживання, %		
	1990, факт	2000 оцінка	2020 прогноз	1990 факт	2000 оцінка	2020 прогноз
Тверде паливо	3,25	3,70	5,80	29,1	28,5	30,0
Нафта	4,40	5,00	6,60	39,1	38,5	34,6
Природний газ	2,50	2,90	4,60	22,0	22,3	24,1
Атомна енергія	0,80	0,90	1,35	7,0	6,9	7,1
Гідроенергія	0,30	0,35	0,50	2,4	2,7	2,6
Нетрадиційні, оновлюючі й інші джерела	0,05	0,15	0,30	0,4	1,1	1,6
Всього	11,30	13,00	19,15	100,0	100,0	100,0

Енергопостачання світової економіки базується в основному на органічних паливах (вугіллях, природному газі, нафті), за рахунок яких у цей час забезпечується близько 90% світового споживання енергії. Оцінка світових запасів органічних палив досить складна через недостатню розвіданість надр нашої планети, а також через недосконалість методів буріння.

Прогнозні й розвідані запаси копалинних палив по найбільш оптимістичних і песимістичних оцінках показали, що з оптимістичних прогнозів ресурсів у розмірі 13350 млрд. тонн - умовного палива. Із цієї

кількості на частку вугілля доводиться - 88,5%, нафти й природного газу - 6%, нафтоносних пісків і сланців - 5,5%.

Запаси вугілля й газу розподілені у світі вкрай нерівномірно. Однак при прогнозуванні на більший тривалий період виявляється, що видобуток і споживання вугілля будуть як і раніше збалансовані, а газу буде не вистачати.

В країнах ОПЕК (табл. 1.4) сконцентровано більше половини світових запасів вугілля.

По обсязі запасів вугілля виділяються чотири країни - США, Росія, Китай і Австралія. На їхню частку доводиться більше 90% запасів ОПЕК і більше 60% - світу.

Таблиця 1.4 - Організація країн - експортерів нафти (ОПЕК).

	Країна	Столиця	Частина світу
1	Алжир	Алжир	Африка
2	Венесуела	Каракас	Південна Америка
3	Індонезія	Джакарта	Азія
4	Ірак	Багдад	Азія
5	Іран	Тегеран	Азія
6	Катар	Доха	Азія
7	Кувейт	Ель-Кувейт	Азія
8	Лівія	Тріполі	Африка
9	Нігерія	Абуджа	Африка
10	ОАЕ	Абу-Дабі	Азія
11	Саудівська Аравія	Ер-Ріяд	Азія

Провідні виробники вугілля в регіоні - Китай, Росія, США, Австралія, Канада та Індонезія.

У Росії та країнах СНД ціль розвитку вугільної промисловості забезпечити внутрішні потреби й підтримати стабільним рівень експорту.

Збільшення обсягів споживання й експорту вугілля зробило його видобуток пріоритетною галуззю в країнах світу (табл. 1.5).

У всіх країнах видобуток вугілля стримується в основному рівнем розвитку інфраструктури й нестачею інвестицій.

Нафта залишається найважливішим джерелом енергії у світі. Країни, що розвиваються, володіють близько 86% світових запасів. Серед розвинутих країн запаси нафти розділяються майже рівномірно між країнами ОПЕК і іншими країнами.

Лева частина в енергобалансі світу належить нафті, її частина у використанні первинних енергоресурсів становить 39,3%. Далі йдуть вугілля - 25,3% і природний газ - 25,0%.

Таблиця 1.5 - Частка світового споживання вугілля по регіонах наприкінці ХХ сторіччя.

Регіони	Частина світового споживання вугілля, %		
	1980	1990	2000
Європа	21	14	10
Колишній СРСР	19	15	8
Північна Америка	23	21	25
Азіатсько-Тихоокеанські країни	34	45	52
Загальне споживання кам'яного вугілля, млн. т.	2781	3535	3738

Очікується, що обсяги споживання нафти почнуть знижуватися вже в період 2010-2020 р., що обумовлене в основному відпрацюванням запасів.

Видобуток нафти зросте приблизно на 30% порівняно з нинішнім рівнем і досягне максимуму 5 млрд. т н.е. між 2010-2020 р.

До 2030 р. рівень видобутку нафти знизиться до 4,5 млрд. т, а до 2050 р. сумарна продукція нафти зменшиться до 3,5 млрд. т на рік, тобто до нинішнього рівня.

Ріст світового споживання нафти на тлі виснаження її запасів - ще одна причина об'єктивної необхідності росту частини газу у світовому енергопостачанні.

Майже половина світових доведених запасів газу приходить на країни - члени ОПЕК. Росія, що займає перше місце у світі по обсягах запасів, концентрує 33% світових і 75% регіональних газових ресурсів. Крім того, по запасах газу в регіоні помітні США, Канада, Мексика, Індонезія, Малайзія та Бруней.

Підвищення ролі природного газу у світовому балансі пов'язане зі збільшенням його видобутку для власного споживання й для експорту. Природний газ використовується як паливо і хімічна сировина.

Економічні переваги газу як палива в порівнянні з вугіллям і відносно більші його запаси в порівнянні з нафтою визначають темпи росту видобутку й використання газу.

Учасники світової економіки чітко розділяються на дві категорії - експортерів і імпортерів газу, і якщо наприкінці минулого сторіччя Німеччина або Італія, приміром, частково забезпечували себе цією вуглеводневою сировиною, то через кілька років їм доведеться повністю покластися на імпортні поставки. Передбачається, що до 2020 року обсяг міждержавних газових потоків збільшиться в порівнянні з 2000 роком у три рази, склавши приблизно 800 млрд. куб.м. Основними постачальниками на ключові ринки Європи й Азії будуть держави колишнього СРСР і країни Близького Сходу, що володіють, так само як і Росія, приблизно третиною світових газових запасів (табл. 1.6).

Таблиця 1.6 - Розвідані запаси природного газу у світі за станом на 1 січня 2003 року.

Країни	Розвідані запаси, трлн. куб.м	Частка взагалі світових запасів, %
Всього	145,7	100,0
Провідні країни, у тому числі:	129,4	88,8
Росія	48,2	33,1
Іран	23,0	15,8
Катар	8,5	5,8
ОАЕ	6,0	4,1
Саудівська Аравія	5,7	3,9
США	4,6	13,2
Атшир	4,5	3,1
Венесуела	4,0	2,8
Нігерія	3,9	2,7
Норвегія	3,5	2,4
Ірак	3,1	2,1
Туркменістан	2,9	2,0
Малайзія	2,3	1,6
Індонезія	2,2	1,5
Узбекистан	1,9	1,3
Казахстан	1,8	1,2
Канада	1,8	1,2
Кувейт	1,5	1,0
Всі інші	16,3	11,2

Джерело: Oil & Gas Journal

Споживання газу в Європі в 2002 р. становило 516,6 млрд. м³ при власному видобутку 318,3 млрд. м³. За прогнозами Міжнародного енергетичного агентства (ІЕА) в 2010 році воно буде становити 610 млрд. м³, а за розрахунками Міністерства енергетики - 640 млрд. м³, власний

видобуток знизиться до 270 млрд. м³. По оцінках ІЕА споживання газу в Європі буде збільшуватися на 2,1 % щорічно аж до 2030р. На сьогоднішній день Росія залишається одним з основних постачальників газу в країни ЄС. На 2010р. пропозиції по постачанню газу до країн Європи з боку Росії і традиційних постачальників будуть становити 534 млрд. м³, з них з Росії по вже підписаних контрактах 180 млрд. м³ р., тобто додаткова потреба країн Європи на цей рік 76-106 млрд. м³ р.

Найбільша у світі газова індустрія в Росії була створена в другій половині ХХ сторіччя. На Росію доводиться близько 1/3 розвіданих запасів природного газу й 5/4 його світового видобутку та експорту.

Частка газу у виробництві первинних енергоресурсів Росії досягла 50%, а в експорті 43 % від загальних обсягів видобутку. ВАТ "Газпром" контролює 65% розвіданих запасів газу, 92% його видобутку і 98 % всієї газопровідної мережі Росії.

Оскільки найкоротший шлях від країн Прикаспійського регіону до країн Центральної й Західної Європи пролягає через Україну, економічні інтереси України в частині збільшення обсягів транзиту збігаються з економічними й геополітичними інтересами Росії в сфері газопостачання.

Для країн-експортерів газу (табл.1.7) Європа - це земля обітована. Газова складова в енергобалансі європейських країн росте прямо на очах, досягши чверті від загального споживання енергії. За останні десять років минулого сторіччя попит на газ збільшився на 40%, а в першому десятилітті нинішнього, на думку експертів, тренд збережеться незмінним. При цьому європейські країни для задоволення свого попиту неминуче будуть усе активніше використати зовнішні джерела.

Якщо в 2000 році Європа виробляла 60 % споживаного нею газу, то вже до 2010-2015 років внесок власне європейських виробників скоротиться до 30%. Природний газ як найбільш перспективний енергоносіє поступово висувається на перший план. Нові технології переробки газу забезпечують досить високий ККД (65-70%), а строки будівництва газових електростанцій мінімальні - 18 місяців. Крім того, вони обходяться набагато дешевше, ніж електростанції на альтернативному паливі, тому що теплотворна здатність природного газу вище, ніж мазуту та кам'яного вугілля. Відповідно до розрахунків Міжнародного енергетичного агентства (International Energy Agency, ІЕА), виробництво електроенергії на газі до 2010 року збільшиться

на 240%. У таких великих державах як Італія і Великобританія приблизно третина всієї електроенергії буде вироблятися на природному газі.

Таблиця 1.7 - Провідні світові виробники, експортери та імпортери природного газу в 2002 році.

Виробники	Обсяг видобутку, млрд. куб. м	Частка в загальному світовому видобутку, %	Експортери	Обсяг експорту, млрд. куб. м	Імпортери	Обсяг імпорту, млрд. куб. м
Росія	595,3	22,7	Росія	189,4	США	115,4
США	551,2	21,1	Канада	108,8	Германія	78,8
Канада	188,4	7,2	Алжир	63,4	Японія	78,2
Великобританія	112,3	4,3	Норвегія	50,5	Італія	56,6
Алжир	84,8	3,2	Нідерланди	49,3	Україна	54,8
Нідерланди	77,2	2,9	Туркменістан	44,2	Франція	40,6
Індонезія	66,6	2,5	Індонезія	31,6	Корея	22,4
Іран	62,4	2,4	Малайзія	19,8	Нідерланди	20,2
Саудівська Аравія	58,8	2,2	Катар	16,6	Іспанія	18,4
Узбекистан	58,6	2,2	Великобританія	12,8	Білорусь	17,4
Інші	762,4	29,1	Інші	95,2	Інші	174,3
Всього у світі	2618,0	100,0	Всього у світі	681,4	Всього у світі	677

Джерело: Trade Environment Database

Таблиця 1.8 - Ринок енергоносіїв Західної Європи.

Показники	1985 рік	1995 рік	1998 рік	2000 рік	2010 рік (прогноз)	2020 рік (прогноз)
Загальна потреба в енергоносіях, млн. т у.т.	1241	1366	1401	1454	1556	1612
Потреба в природному газі, млрд. куб.м	198	273	299	338	401	431
Частка газу, %	16	20	21	23	26	27
Власний видобуток газу, млрд. куб. м	132	167	180	204	191	141
Імпорт газу, млрд. куб. м	69	109	120	133	210	290
Залежність від імпорту газу, %	35	40	40	39	52	67

Джерело: OH & Gas Journal

Залежність створюваного єдиного європейського енергетичного ринку від поставок природного газу із зовнішніх джерел, що становила в 2000 році близько 40 %, до 2020 року може зрости майже до 70 % (табл. 1.8).

У зв'язку з високою ефективністю використання природного газу як палива і значно меншим негативним його впливом на навколишнє

середовище попит на газ в країнах Європи постійно зростає, що викликає необхідність збільшення його поставок.

За прогнозами експертів, частка газу у використанні первинних енергоресурсів у Західній Європі збільшиться в 2010 р. до 24%. в 2025 р. - до 27%, а споживання газу складе відповідно 500 - 550 і 600-700 млрд. куб. м на рік.

1.2. Роль України у світовій енергетиці

1.2.1. Вугільна промисловість

(стан на сучасному етапі й перспективи розвитку)

Вугілля - основний органічний енергоносіє України, запаси якого дозволяють сповна забезпечити потреби України в цьому виді органічного палива. Його ресурси в Україні становлять 117,6 млрд. т, у тому числі 45,6 млрд. т - розвідані балансові запаси, з них енергетичних марок вугілля - 32,1 млрд. т. Балансові запаси вугілля на діючих шахтах становлять 9,1 млрд. т, у тому числі 4,9 млрд. т (53,8 %) - для потреб енергетики. За останні роки в цій області вдалося перебороти тенденції до спаду видобутку вугілля й стабілізувати його видобуток до 80 млн. т на рік.

Розроблено програму "Українське вугілля", ціль якої - підвищення ефективності роботи підприємств вугільної промисловості і досягнення обсягів видобутку вугілля, необхідних для задоволення потреб національної економіки.

Програма розрахована на інтенсивний розвиток вугільної промисловості, відповідно до якої видобуток вугілля в 2010р. буде становити 110 млн. т і в 2030 р. - 120 млн. т.

1.2.2. Нафтогазовий комплекс

Нафтогазовий комплекс (НГК) є однією з найважливіших складових паливно-енергетичного комплексу України. У загальному обсязі споживання палив органічного походження вуглеводні становлять приблизно 65%, у тому числі природний газ понад 40 %.

Головною метою розробки стратегії НГК є визначення засобів і методів задоволення потреб населення, промисловості, сільського господарства в природному газі й нафтопродуктах.

У той же час, стратегічне значення власного видобутку не можна применшувати, не тільки тому, що по газі він представляє майже чверть від обсягів споживання, а тому, що саме ця частка газу, завдяки його меншій, у порівнянні з імпортованим, вартості дає державі можливість виконувати соціальну функцію, підтримуючи ціни на газ для населення й бюджетної сфери на низькому рівні.

НГК є одним з основних важелів інтеграції України в міжнародне співтовариство з метою забезпечення колективної енергетичної безпеки. Прогноз споживання газу й нафти за даними Інституту загальної енергетики НАН України наведений у табл. 1.10, 1.11.

За прогнозами споживання газу до 2010 р. буде зростати до 76 млрд. куб. м, а до 2020 і 2030 р. - до 86-91 млрд. куб. м відповідно, імпорт буде становити 60-65 млрд. куб. м і 66-70 млрд. куб. м відповідно.

Споживання нафтопродуктів за прогнозами фахівців можна чекати на кінець прогнозованого періоду, а по деяких сценаріях уже до 2020 р. на рівні 1990 р., що становить 10 млн. т бензину і 14,3 млн. т дизельного палива.

При цьому обсяги переробки нафти будуть представляти в 2010, 2020 і 2030 р. відповідно 20,2; 26,4 і 30,7 млн. т, а глибина її переробки буде доведена до 75-85 %. Таким чином, Україна являє собою вагомий ринок для природного газу й нафти (нафтопродуктів).

Вуглеводні і їхній видобуток

Ринковий потенціал галузі значний і складається із прогнозу внутрішнього попиту й транзиту. Що стосується внутрішнього попиту, то в цей час Україна посідає шосте місце по обсягам споживання газу після США, Росії, Великобританії, Німеччини і Канади.

Основним резервом збільшення видобутку вуглеводнів є 5 млрд. т умовного палива (3845 млрд. куб. м газу і 1136 млн. т нафти з конденсатом), які доводяться на ще не розвідані запаси нафти й газу на більших глибинах (5000 м) на суші і Азово-Чорноморському шельфі.

Необхідною умовою цього є проведення геологорозвідувальних робіт (ГРР) в обсягах, які забезпечували б 2-3 кратний приріст запасів над видобутком (на газ-415 тис. куб. м на рік, на нафту - 185 тис. куб. м на рік)

і впровадження нових технологій збільшення нафтогазовіддачі і коефіцієнту їхнього вилучення.

1.2.3. Електроенергетична промисловість

Електроенергетична область є однієї з найважливіших складових паливно-енергетичного комплексу України.

Показником, що об'єктивно характеризує роботу електроенергетичної області, є здатність області надійно й безперебійно забезпечити в необхідних обсягах і відповідній якості електричною і тепловою енергією підприємства, установи і організації суспільного виробництва, житлово-комунального господарства, бюджетної й соціальної сфери, а також населення.

Основу електроенергетики представляє Об'єднана енергетична система (ОЕС) України, що здійснює централізоване енергозабезпечення областей національної економіки і населення, взаємодіє з енергосистемами суміжних країн, а також забезпечує експорт і імпорт електроенергії. ОЕС поєднує вісім регіональних електроенергетичних систем, які об'єднані між собою системоутворюючими і міждержавними лініями електропередач напругою 750, 330-500 кВт. На сьогоднішній день в експлуатації перебувають понад 1 млн. км лінії електропередач.

Вироблення електричної енергії здійснюється тепловими, атомними і гідравлічними електростанціями семи енергогенеруючих компаній і акціонерних товариств.

Передача електричної енергії від енергогенеруючих компаній і акціонерних товариств до енерготранспортної компаній здійснюється магістральними й розподільними електромережами і далі до споживачів. Розподіл електроенергії здійснюють 24 обласні акціонерні компанії ("Обленерго") і енергопостачальні компанії АР Крим, міст Києва і Севастополя.

1.2.4. Атомна енергетика

Україна має потужний ядерно-енергетичний комплекс. По кількості і потужності наявних АЕС Україна займає 7 місце у світі. Атомні електростанції України входять до складу Державного підприємства - Національна атомна енергогенеруюча компанія "Енергоатом". На

чотирьох АЕС України експлуатуються 13 ядерних енергоблоків сумарною встановленою потужністю 11835 МВт.

1.2.5. Нетрадиційні, відновлювальні, позабалансові джерела енергії

Сьогодні значна увага приділяється нетрадиційним, поновлюваним і позабалансовим джерелам енергії. Планується, що потужність вітрових електростанцій в 2010 р. буде становити близько 0,6 млн. кВт і до 2030-го - 5-7 млн. кВт із виробництвом електроенергії на них відповідно 1,2 і 12 млрд. кВт на рік. Видобуток шахтного метану передбачається в 2010р. в обсягах 0,25 і до 2030-го - 4 млрд. куб. м на рік.

У період до 2010р. планується спорудження показових геотермальних об'єктів у різних регіонах України загальною потужністю близько 30 МВт (електричних) і 100 МВт (теплових). У межах до 2030р. ці потужності можуть досягти відповідно 1 млн. кВт і 5,5 млн. кВт.

У період до 2010р. планується використання сонячних колекторів і водонагрівачів загальною потужністю близько 1500 МВт і до 2030-го - близько 7500 МВт.

Таблиця 1.9 - Технічний і можливий до використання світовий потенціал виробництва енергії за рахунок нових оновлюваних джерел енергії.

Вид джерела	Технічний потенціал	Можливий для споживання
Гідроенергія	2100	1050
Біомаса	5600	3570
Геотермальна енергія	1400	700
Сонячна енергія	Необмежений потенціал	630
Енергія вітру	2100	700
Енергія припливів, відливів, хвиль, градієнтів океану	700	350

Для використання біомаси планується в період до 2010 р. налагодити відповідне виробництво технологічного устаткування і устаткування для спорудження місцевих ТЕЦ, потужність яких до 2030 р. може досягти 250-300 МВт.

Для використання низькопотенціального тепла передбачається широке застосування теплових насосів (ТН). У період до 2010р. можна

чекати створення парку ТН потужністю до 1 млн. кВт, а до 2030р. їхня загальна потужність може досягти 11-12 млн. кВт.

1.3. Особливості системи газопостачання України

Одним з найбільш перспективних видів палива є природний і зріджений газ. Використання газу поліпшує умови праці і сприяє росту його продуктивності, дозволяє здійснити принципово нові технологічні процеси.

Крім того, за останні роки різко збільшилося споживання газу на комунально-побутові потреби, зросло його використання як сировини для виробництва різних виробів господарського і побутового призначення.

Гарантована безперебійна подача газу споживачам протягом усього року має винятково важливе значення для населення України, оскільки для багатьох районів газ є, чи ледве не єдиним видом палива.

Таблиця 1.10 - Енергоємність ВВП окремих країн світу в 2005 р., кг у.п. на дол. США.

Країна	США	Японія	Польща	Китай	Австрія	Світ	Україна
Енергоємність ВВП	0,23	0,24	0,34	0,34	0,20	0,34	0,88

Таблиця 1.11 - Дані структурного газоспоживання в Україні, млрд. кубометрів.

Структура газоспоживання	Виробничо-технологічні потреби, втрати	Населення	Енергетичний комплекс	Комунальна теплоенергетика	Бюджетні установи	Промислові споживачі	Всього
2006 г.	7,222	18,832	8,567	12,841	1,066	24,321	73,939
2007 г.	7,243	16,949	8,418	10,475	0,945	25,796	69,826

Джерело: статистичні дані газового балансу України в 2006-2007 р.

Рівень добробуту громадян країн, у яких забезпечується висока ефективність енергоспоживання, досить високий. Так що інтереси підвищення добро-буту і зміцнення енергетичної безпеки України вимагають повернутися обличчям до Енергетичної стратегії України негайно. Поки ще не пізно. Адже той, хто не хоче виконувати власну енергетичну стратегію, буде виконувати чужу. Звичайно, прийнята Енергетична стратегія України до 2030 року не позбавлена недоліків. Слід

ззначити, що їх потрібно переборювати за допомогою розробки (як основний замовник і розроблювач повинне нарешті виступити міністерство економіки України) ефективного механізму впровадження і гармонічного розвитку енергетичної сфери - Національної енергетичної політики України до 2020 року (НЕПУ).

1.3.1. Газотранспортна система України. Транзитні поставки газу через територію України (стан і перспективи)

Газова промисловість України - це провідна галузь паливно-енергетичного комплексу (а газотранспортна система її стрижень), що вирішує два завдання: забезпечення природним газом промислових і комунально-побутових споживачів, населення України і забезпечення транзиту газу в країни Європи.

Газотранспортна система України (рис.1.2) - великий і складний виробничий комплекс. Це 38,2 тис. км газопроводів, з яких 14 тис. км (37%) газопроводи великого діаметру; 73 компресорні станції з 112 компресорними цехами; 710 різнотипних газоперекачуючих агрегатів; 13 підземних сховищ газу (ПСГ) із загальним активним обсягом більше 30 млрд. куб. м.; 1480 газорозподільних станцій, ремонтні бази і інші допоміжні об'єкти.

Підприємства газопостачання і газифікації експлуатують більше 350 тис. км розподільних мереж і більше 61 тис. ГРП і ШРП, 400 газонаповнювальних станцій і пунктів зрідженого газу. Ці підприємства забезпечують газом близько 16 млн. квартир і понад 147 тисяч промислових підприємств різних форм власності і КПО. Сьогодні ГТС України по потужності посідає друге місце в Європі, маючи пропускну здатність на вході 287,7 млрд. куб. м і на виході - 176,2 млрд. куб. м, у тому числі в європейські країни транспортується близько 140,2 млрд. куб. газу.

ГТС виконує транспортну роботу з постачання газу споживачам України (приблизно 40% протранспортованого газу), забезпечує близько 80% російського експорту газу; при цьому в процесі виконання цієї роботи в країну надходить від 26 (2002 рік) до 30 (попередні роки) млрд. куб. м газу, що значно перевищує його власний видобуток. ГТС дає найбільші в НГК прямі надходження в бюджет; тільки транспортна рента перевищує 2 млрд. грн.

Як відзначалося, ГТС поруч із НТС є основним важелем інтеграції України в загальноєвропейську мережу нафто- і газопроводів, у міжнародне співтовариство, заставою енергетичної безпеки держави.

В Україні з'явився власний "план ГОЕЛРО" - глобальна енергостратегія на період до 2030р. Стратегія ставить завдання: зменшити споживання природного газу протягом найближчих 25 років приблизно на третину. Україна не може задовольнити повністю свої запаси нафти і газу, і залежить в імпорті палива від Росії.

Здійснювати стратегію передбачено в 3 етапи: 2006-2010 роки, 2011-2020 роки і 2021-2030 роки. Найбільше засобів, по розрахункам, зажадає геологорозвідка і видобуток нафти та газу - 103,5 мільярди гривень. Низький технологічний рівень вітчизняних НПЗ не дозволяє їм не вийти на високі глибини переробки сировини, не одержати якісні нафтопродукти. На першому етапі необхідно створити сучасний цикл глибокої переробки нафти переважно шляхом будівництва установок каталітичного крекінгу, гідрокрекінгу і висбрекінгу, а також коксування й виробництва бітуму. А вже після 2025 року плануються основні зусилля направити на заміну морально і фізично зношених установок новими такого ж призначення. Поряд з реконструкцією наявних НПЗ уряд зацікавлений і в будівництві зовсім нових високотехнологічних потужностей із глибиною переробки до 95%. У стратегії не піддається сумніву можливість виводу трубопроводу "Одеса-Броди" на повну потужність (40 мільйонів тонн на рік). Також енергостратегія пропонує наступні способи зменшення втрат газу в транспортних мережах:

1. Вдосконалення нормативів обліку виробничо-технологічних витрат природного газу.
2. Укомплектування всього житлового фонду газовими лічильниками.
3. Перехід на обчислення газу при розрахунках в енергетичних одиницях - кДж або ГВ/годину.
4. Будівництво на границі з Росією і Білоруссю пунктів виміру газу для дублювання російських і білоруських, а також установку високоточних дублюючих приладів на виході із ГТС України.

Сьогодні 25% видобутку природного газу в Україні забезпечують 4 родовища: Яблуновське, Єфремовське, Західно-Хрестищинське і Шебелинське. Однак сьогодні основні надії газовидобутку пов'язані не із цим регіоном, а із Чорноморсько-Азовським шельфом. Вагомим доповнен-

ням до шельфового ресурсу повинен стати і газ, добутий Україною за межами країни: у Саудівській Аравії, ОАЕ, Алжирі, Кувейті, Лівії, Росії, Казахстані, Ірані та ін. Це очікується до 2010 року.

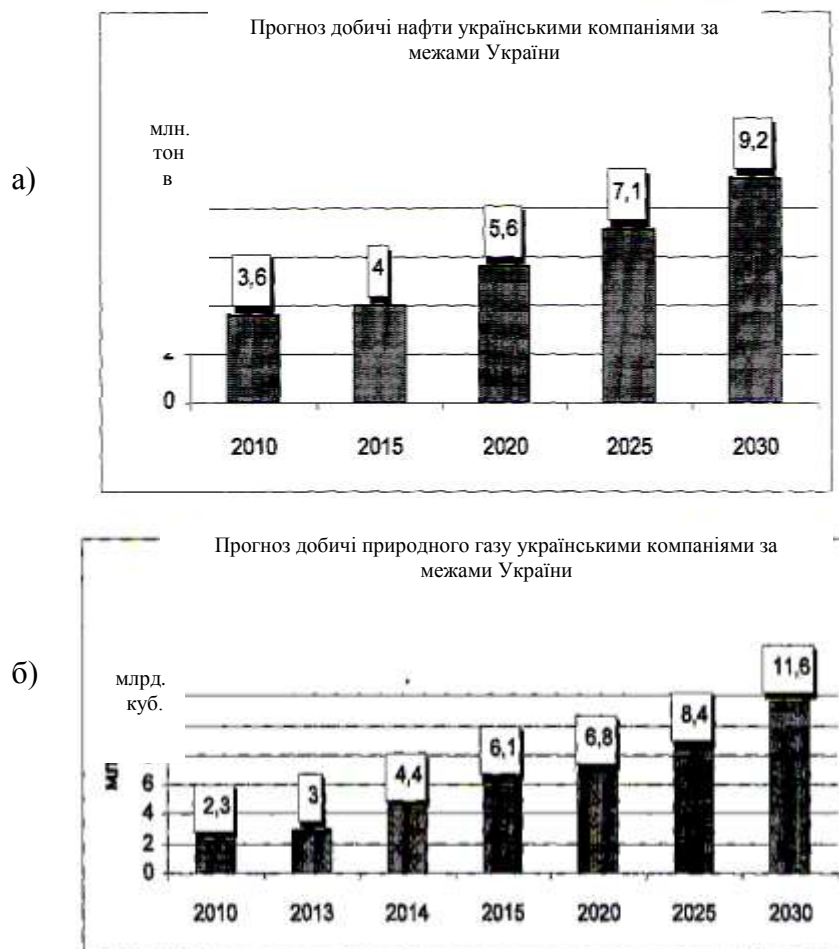


Рис. 1.1 - Прогноз добичі нафти українськими компаніями за межами України

У стратегії також передбачається в майбутні 25 років заміщення традиційного моторного палива зрідженим або стисненим газом з підвищенням вимог до якості моторного палива відносно вмісту шкідливих речовин; підсилити контроль за дотриманням екологічних норм автомобільних викидів.

Значно поліпшує якість транзитних послуг використання підземних сховищ газу, проектна потужність яких з активним газом становить 34,5-36,3 млрд. куб. м. Найбільші українські сховища, розташовані біля західних кордонів України (їхня сукупна ємність представляє понад 80 % ємності всіх сховищ).

Українська газотранспортна система забезпечує 90% загальних обсягів постачання російського природного газу в країни Європи. Нині спостерігається збільшення попиту на природний газ. Очікується, що в енергопостачанні Європи до 2020р, частка імпорту газу в країнах ЄС, у

порівнянні з 2000р, збільшиться з 40% до 67%. Найбільшим зовнішнім постачальником природного газу в країни Європи є Російська Федерація, що забезпечує близько 42% газового імпорту ЄС.

Україна зацікавлена в створенні міжнародного консорціуму для будівництва в Росії ділянки газопроводу Олександрів Гай - Новопсковськ, що дозволить збільшити надходження в Україну туркменського газу до 50 млрд. куб. м на рік.

ЄС повинна зацікавити ідея створення міжнародного консорціуму для реконструкції і капітального ремонту системи газопроводів Середня Азія-Центр (САЦ-1, САЦ-2, САЦ-3), що дозволить збільшити надходження газу в Європу через територію України з Росії, Туркменістану, Узбекистану, Казахстану, а також Азербайджану.

Газотранспортна система пов'язана із системами сусідніх країн і через них інтегрована в загальноєвропейську газову систему. Без перебільшення можна сказати, що магістралі України є своєрідним мостом між експортером газу - Росією і промислово розвинутою Європою. Обсяг транзиту російського газу через територію України в європейські країни постійно збільшувався і в 1999 році досяг майже 118 млрд. куб. м, що становило біля чверті споживання газу в цьому регіоні.

1.3.2. Стан української частини в Міжнародній Системі Транзиту Газа (МСТГ). Загальний огляд

МСТГ на сьогоднішній день складається із чотирьох основних коридорів: Білоруського (Торжок - Доліна), Прогрес (Єлець - Ужгород), Союз (Новопсковськ - Ужгород) і Балкани (Єлець-Ізмаїл).

Загальна транзитна потужність у Центральну і Східну Європу та Балкани оцінюється в 150 мільярдів кубічних метрів при максимальній потужності в Центральну і Західну Європу 110 мільярдів кубічних метрів. Загальна довжина транзитних трубопроводів - 5492 км, зважена на обсяг відстань транспортування газу в Європу - 1150 км. В 90-х роках 95% російського експорту газу в Європу проходило через Україну, інше - через трубопровід низького тиску між Кобрином (Білорусь) і Варшавою (Польща).

Транзитна система МСТГ не відділена від внутрішньої системи високого тиску. Внаслідок цього Росія не здатна забезпечити оплату за газ,

поставлений Україні, шляхом припинення поставок, оскільки більшість великих споживачів газу в Україні підключені безпосередньо до транзитних трубопроводів.

Важливим завданням є визначення умов збереження, розвитку і нарощування транзитних потужностей країни в умовах зростаючої конкуренції цих послуг на міжнародному ринку. Із цією метою необхідно передбачити прискорення реконструкції й модернізації виробничих потужностей, значне нове їх будівництво, поступове впровадження стандартів і норм Європейського Союзу, енергетично ефективних технологій, удосконалення менеджменту.

Поряд з роботами з реконструкції і модернізації об'єктів газотранспортної системи постійно здійснюються роботи з її розширення. Протягом останніх 8 років побудовано і введено в експлуатацію 4,8 тис.км магістральних газопроводів і газопроводів-відводів, 9 компресорних цехів загальною потужністю понад 400 МВт. Це відноситься як до транзитних потужностей (газопроводи "Торжок Доліна", "Хуст-Сату-Маре", компресорні станції на газопроводі "Прогрес", КС "Орловка" і ін.), так і до магістральних газопроводів для транспортування газу внутрішнім споживачам (газопроводи "Донецьк-Маріуполь", "Краматорськ-Донецьк", "Джанкой-Феодосія-Керч" ін.).

Ведуться роботи з нарощування транзитних потужностей газотранспортної системи. Збільшення транзитних можливостей України в напрямку Туреччини і країн Балканського регіону. Обсяг транзиту російського газу через Україну в країни Європи в 2005р. становить 143,8 млрд. куб. м, у тому числі в балканському напрямку - 36,7 млрд. куб. м. Цей проект є найбільш економічним і може бути реалізований у короткий термін.

Зараз ведеться робота над першим етапом проекту - завершується будівництво компресорної станції "Тарутине" потужністю 50 МВт на діючому газопроводі "Ананьєв - Тирасполь - Ізмаїл", введення в дію якої дасть можливість збільшити пропускну здатність системи на 4 млрд. куб. м на рік.

Ведеться підготовка до другого етапу проекту будівництва газопроводів "Тальне-Ананьєв" і "Ананьєв-Ізмаїл" (друга нитка) продуктивністю 18 млрд. куб. м на рік, а також будівництва компресорної станції "Ананьєв" потужністю 50 МВт. Проект є складовою частиною транснаціонального проекту поставок російського газу в Туреччину і країни

Балканського регіону, фінансується за рахунок кредитних ресурсів Європейського Банку Реконструкції та Розвитку.

У стадії будівництва перебувають компресорні станції на території Румунії й Болгарії, участь у проекті російської і турецької сторін повинне стати гарантом стабільної роботи вищезгаданої газотранспортної системи.

Введення в експлуатацію в 1999 році газопроводу "Хуст-Сату-Маре" продуктивністю 4 млрд. куб. м на рік дозволяє збільшити транзит газу в Румунію і надалі в інші країни півдня Європи до 10 млрд. куб. м на рік.

Перспективи газотранспортної системи в збереженні конкурентоспроможності і привабливості газотранспортної системи України для експортерів газу мають особливе значення в умовах, коли російський "Газпром" шукає та створює в обхід України нові, альтернативні маршрути поставок блакитного палива в європейські країни.

Впровадження всіх перерахованих проектів дасть можливість збільшити транзитні потужності газотранспортної системи України в країни Європи до 160 млрд. куб. м на рік. Розширення системи з її величезним технічним потенціалом, розвиненою інфраструктурою, кваліфікованим персоналом не вимагає значних капіталовкладень і тому економічно вигідніше будівництва нових газопроводів для експорту російського газу.

Зважаючи, з одного боку, на значення ГТС України для держави, з іншого, на значну зношеність її основних фондів, основними стратегічними завданнями по її функціонуванню і розвитку варто вважати:

- підвищення експлуатаційної надійності лінійної частини магістральних газопроводів;
- підвищення енергетичної ефективності транспортування газу шляхом модернізації та заміни ГПА з випередженням по технологічних досягненнях;
- реалізацію експортного ринкового потенціалу ГТС шляхом добудування існуючих систем і нового будівництва з урахуванням визначення потреб європейського ринку і напрямків транзиту із країн - добувачів газу.

Головним оператором газотранспортної системи України є Дочірня компанія "Укртрансгаз" Національної акціонерної компанії "Нафтогаз України", на частку якої доводиться основна частина внутрішніх і всі

транзитні поставки газу, тобто газотранспортну систему ДК "Укртрансгаз" варто характеризувати, насамперед, як транзитну систему.

Газ також відіграє домінуючу роль у розвитку української економіки, прибуток від його транзиту становить майже 10% загального прибутку від експорту.

1.3.3. Обґрунтування необхідності модернізації газотранспортної системи (ГТС) України

У цей час Україна має намір запропонувати Європейському Союзу досить конкретні проекти (майстер - план модернізації та реконструкції пріоритетних об'єктів газотранспортної системи), розписані і по строках виконання, і по обсягах фінансування (табл. 1.12). Більш за все засобів потрібно на реконструкцію й будівництво компресорних станцій - 1435,3 млн. дол., на модернізацію лінійної частини газопроводів - 616,3 млн. дол., на підземні сховища газу - 455,3 млн. дол. і на будівництво нових газовимірювальних станцій (ГВС) на вході в газотранспортну систему України (тобто на східній границі з Росією) - 448 млн. дол. Дев'ять газовимірювальних станцій на східній границі дуже потрібні Україні, тому що дотепер всі виміри проводяться на російській стороні. Акти підписують у присутності представників ДК "Укртрансгаз". Але вже сам факт, змушує задуматися: про те, що за всі роки незалежності Україна так і не обзавелася власними газовимірювальними станціями на вході у вітчизняну ГТС.

Як витікає із проектів, запропонованих насамперед європейцям, загальна сума інвестицій, необхідних для модернізації й реконструкції ГТС України, становить 3 млрд. 18,5 млн. дол. Сума значна, але це набагато дешевше, ніж будівництво нових газомагістралей, як ті ж "Північний потік" і "Південний потік".

Звертаючись до потенційних інвесторів, Україна насамперед ставить за мету підвищення надійності, ефективності і комерційної привабливості транспортних маршрутів, зменшення впливу на навколишнє середовище, мінімізацію ризиків поставок природного газу європейським споживачам через територію України.

Важливо й те, що Україна має намір привести своє законодавство у відповідність із нормами, застосовуваними в країнах Європейського Союзу.

Таблиця 1.12 - Загальний обсяг інвестицій, необхідний для модернізації й реконструкції пріоритетних об'єктів ГТС України, млн. дол.

Об'єкт інвестицій	Роки реалізації проектів							Всього
	1-й	2-й	3-й	4-й	5-й	6-й	7-й	
Магістральні газопроводи, у т.ч.:	104,9	160,8	262,9	420,7	392,8	347,9	361,6	2051,6
- лінійна частина	91,2	87,9	90,9	95,7	95,1	80,3	75,2	616,3
- компресорні станції	13,7	72,9	172,0	325,0	297,7	267,6	286,4	1435,3
Підземні сховища газу	4,3	30,7	92,0	106,2	131,9	57,4	32,8	455,3
Газовимірювальні станції на виході із ГТС України	2,6	23,7	16,2	21,1	-	-	-	63,6
Нові газовимірювальні станції на вході в ГТС України	3,5	36,1	92,6	207,6	108,2	-	-	448,0
Загальний обсяг інвестицій	115,3	251,3	463,7	755,6	632,9	405,3	394,4	3018,5

Пріоритети модернізації ГТС

Що стосується технології, то першочерговими завданнями реконструкції є підтримка проектних технічних параметрів основних транзитних газопроводів і підземних сховищ газу, впровадження сучасних технологій транспортування й зберігання газу і керування його потоками, а також впровадження сучасних методів контролю технічного стану об'єктів української ГТС, обліку кількості і якості газу в режимі реального часу й простору на території України. А основні сьогоденні параметри української ГТС представлені в табл. 1.13.

Таблиця 1.13 - Характеристика газотранспортної системи України.

Параметр ГТС	Одиниця виміру	Кількість
Довжина газопроводів, всього, у т.ч.:		38,2
- магістральних газопроводів великого діаметру	тис. км	14,0
Пропускна здатність газотранспортної системи:		
- на вході	млрд. м ³ /рік	288
- на виході		178,5
в т.ч. країни Європи		142
Кількість компресорних станцій (компресорних цехів)	шт.	73(110)
Кількість газоперекачиваючих агрегатів	шт.	710
Потужність компресорних станцій	МВт	5442,9
Кількість підземних сховищ газу (ПХГ)	шт.	13
Загальна активна ємність ПХГ	млрд. м ³	більше 30
Кількість газорозподільних станцій (ГРС)	шт.	1480

Пріоритетними проектами модернізації й реконструкції ГТС України є:

- Західний транзитний коридор, а саме: газопроводи "Союз", Уренгой - Помари - Ужгород і "Прогрес";
- Південний транзитний коридор, а саме: газопроводи Єлець - Кременчук - Кривий Ріг, Ананьєв - Тирасполь - Ізмаїл;
- Підземні сховища газу Бильче - Волицко - Угерське й Богородчанське;
- Газовимірювальні станції "Ужгород", "Берегове", "Дроздовичи", "Теково", "Орловка".

Що ж стосується будівництва нових газових магістралей і, відповідно, збільшення газотранспортних можливостей України, то про це можна буде говорити виразно тільки тоді, коли буде зрозуміло, наскільки збільшиться газоспоживання в Європі. Поки що в ЄС спостерігається зворотна тенденція.

Контрольні питання

1. Охарактеризуйте енергетичні ресурси світу.
2. Назвіть основні запаси газу в світі.
3. Наведіть приклади транзитного постачання газу через територію України.
4. Назвіть основні шляхи зниження обсягів використання газу в Україні.
5. Назвіть обсяги видобутку газу і використання його в Україні споживачами.



Рис.1.2 – Газотранспортна система України

ТЕМА 2. ЕНЕРГОПОСТАЧАННЯ ХАРКІВСЬКОГО РЕГІОНУ І ЙОГО РОЗВИТОК

2.1. Енергетичні ресурси Харківського регіону

2.1.1. Економічний потенціал Харківського регіону

У сфері матеріального виробництва в області виробляється майже 7% валового продукту й національного доходу України.

У регіоні сконцентровано 604 промислові підприємства, на яких працюють близько 300 тис. чол. По випуску промислової продукції область займає 5 місце серед регіонів України. Провідна роль належить машинобудуванню, металообробці, електроенергетиці. Харківщина по праву вважається одним із провідних машинобудівних центрів держави.

Історично Харків і Харківський регіон формувалися на основі прискореного розвитку машинобудування та інших областей з високим ступенем переробки і в умовах тісної кооперації із промисловими підприємствами Росії й України. Питома вага промисловості у валовій доданій вартості регіону становить 44,2%, а частина промисловості Харківського регіону в загальнодержавному промисловому виробництві становить 5,7%. Основу виробничого потенціалу Харківського регіону становлять підприємства високотехнологічних областей промисловості з відносно невисокою енерго- і трудомісткістю. Найбільший розвиток у регіоні одержали: енергомашинобудування; електромашинобудування; транспортне й сільськогосподарське машинобудування; моторобудування й різноманітні виробництва металообробної промисловості; приладобудування; радіоелектронна промисловість; авіакосмічна промисловість; електроенергетика; легка промисловість; харчова й переробна промисловість.

З більшості цих областей Харківський регіон займає провідне місце в економіці країни, а по деяким з них - монопольне положення.

Питома вага продукції, що випускається підприємствами регіону, у загальному її випуску по Україні характеризується наступними даними:

1- газ	40%	5- електричні машини	50%
2- газові турбіни	100%	6- керамічна плитка	43%
3- трактори	60%	7- шифер	23%
4- верстати зі ЧПУ	50%	8- цемент	20%



Рис. 1.3 – Динаміка виробництва металургійної промисловості



Рис. 1.4 – Галузева структура паливної промисловості

2.1.2. Паливно-енергетичний комплекс (ПЕК) Харківського регіону

В структурі паливно-енергетичного комплексу (ПЕК) Харківської області переважає електроенергетика й газова промисловість. ПЕК створює близько 7% валової продукції і національного доходу України. Харківська область посідає перше місце в Україні по запасах і видобутку газу. Питома вага його в структурі паливного балансу області становить більше 80%, вугілля - близько 12%, інші види палива - близько 6%. Щорічний видобуток газу - 7,5 млрд. м.

На території області беруть початок ряд газопроводів, що транспортують газ у Київ, у міста півдня України й далі - у Молдову, проходить міжнародний газопровід "Союз".

Підприємства й організації по видобутку, транспортуванню й розподілу газу: Укрбургаз; Шебелинкагазвидобування; Харківгазвидобування; Харківтрансгаз; ВАТ "Харківгаз"; ВАТ "Харківміськгаз"; Український науково-дослідний інститут природних газів (Укр НДІ Газ); НІП АСУ Трансгаз.

Найбільша електростанція області - Змієвська ГРЕС (потужність 2,4 млн. кВт). Разом з п'ятьма ТЕЦ вона представляє електроенергетичну базу Харкова. Невеликі підстанції працюють в Чугуїві та Есхарі. Функціонує енергосистема "Харківенерго", що є складовою частиною об'єднаної енергосистеми України.

Через територію області проходить лінія електропередач Донбас - Змієвська ГРЕС - Харків - Суми - Конотоп з відгалуженням Змієвська ГРЕС - Полтава напругою 330 кВт.

2.1.3. Енергозбереження Харківського регіону

Енергозбереження, як складова частина ефективного використання всіх видів ресурсів, є одним із пріоритетів національної політики України, оскільки дозволяє досягти прискорення відродження економіки, зменшення залежності від імпорتنих енергоресурсів, підвищення конкурентоспроможності продукції українських підприємств, пом'якшення впливу на навколишнє середовище. Важко переоцінити значення енергозбереження на сучасному етапі становлення й розвитку нашої держави, тому що дотепер енергоємність валового внутрішнього продукту

(ВВП) України набагато перевищує аналогічні показники економічно розвинених країн. Якщо на початок 90-х років питомі витрати енергоносіїв у собівартості товарної продукції України перевищували рівень розвинених країн в 2-4 рази, то сьогодні це перевищення досягло 8-10 разів. Енергетична складова у випуску українських товарів становить 25%, що в 4 рази більше, ніж у Сполучених штатах Америки й в 8,3 рази більше, ніж у Франції, а енергоємність одиниці ВВП у нашій країні становить 1,91кг умовного палива, тоді як у країнах ЄС - 0,2 кг (менше в 9,5 рази).

Харківський регіон, з огляду на галузеву специфіку виробничого комплексу, не є в цьому плані виключенням, більше того, по росту питомих витрат паливно-енергетичних ресурсів може бути віднесений до "лідерів" України. Частина промисловості Харківського регіону в загальнодержавному промисловому виробництві становить 5,7%. У більшості галузей промисловості Харківський регіон займає провідне місце в економіці країни, а по деяким з них - монопольне положення.

Але, на жаль, тенденція перевитрати енергоресурсів у промисловому секторі зберігається. Витрати на енергоносії в структурі собівартості продукції Харківських підприємств становлять 10-15%, у розвинених країнах - 1,5- 2%.

Паливно-енергетичний комплекс Харківського регіону унікальний в Україні. Його особливості обумовлені двома факторами: по-перше, в області добувають майже половину газу в Україні - 7,5 млрд. куб. м, по-друге, енергетична система області забезпечується в основному за рахунок власних генеруючих потужностей.

Електрогенеруючий потенціал регіону помітно перевищує його власні потреби. Так, основний виробник електроенергії Змієвська ТЕС має встановлену електричну потужність у розмірі 2400 МВт, установлена потужність інших енергогенеруючих підприємств становить - 651 МВт.

На території Харківської області зосереджені найбільш багаті в Україні запаси газу, основні промислові родовища: Шебелинське і Юльєвське. Запаси найбільш великого Шебелинського родовища зменшуються. В області постійно ведуться роботи з розвідки нових родовищ газу. Газопромислове управління "Шебелинкагазвидобування" розробляє 22 родовищ із загальним фондом експлуатаційних свердловин більше 1000 одиниць і 7 нафтових свердловин. Видобуток природного газу

підприємством "Шебелинкагазвидобування" становить близько 5,9 млрд. куб. м, добуток природного газу "Харківгазвидобування" становить 1,6 млрд. куб. м.

В 2007р. по Харківському регіоні спожито природного газу 3,5 млрд. куб. м. По Україні за 12 місяців 2007р. спожито природного газу - 69,8 млрд. куб. м, існуючий обсяг видобутку газу - 19,7 млрд. куб. м. Україна відноситься до країн з дефіцитом власних природних ресурсів, задовольняючи потребу в газі за рахунок власного видобутку на 24-27 %.

Річне споживання енергоресурсів в Україні становить понад 200 млн. тонн умовного палива, з них більше половини імпортується. Саме тому необхідно приділяти особливу увагу створенню енергозберігаючих технологій, розрахунковий потенціал яких на сьогоднішній день становить понад 40%. При цьому необхідно відзначити, що інвестиції в енергозбереження більш рентабельні, ніж альтернативні інвестиції в створення нових генеруючих потужностей. Витрати на тонну умовного палива, отриманого за рахунок енергозбереження, у кілька разів менше витрат на його видобуток або покупку.

Для Харківського регіону зниження витрат на енергоресурси на 1% дає можливість збільшення надходження в бюджет до 15 млн. грн.

У масштабі світового споживання первинних енергоносіїв, попит на природний газ, що за темпами його приросту займе друге місце після гідроенергетики, буде збільшуватися в середньому на 2,7 % на рік.

Аналіз, проведений фахівцями НАК "Нафтогаз України", показує, що протягом минулого десятиліття, у результаті збільшення сумарного споживання енергії на 1% щорічно, використання природного газу зросло на 2,2 %, виявившись причиною збільшення його частини в споживанні первинних енергоресурсів з 21 до 24 %.

Відповідно до досліджень Міжнародного газового союзу, споживання газу у всіх регіонах буде зростати й далі. До 2030 року світова потреба в газі збільшиться майже вдвічі в порівнянні з нинішнім рівнем, і досягне 4700 млрд. куб. м на рік. Ріст використання газу буде відбуватися в основному за рахунок зменшення питомої ваги атомної енергетики й вугілля. Вважається, що по обсязі споживання газ випередить вугілля після 2010р. Основну частку в прирості попиту на газ складуть нові

електростанції. Розвиток технології в області створення газових турбін комбінованого циклу обумовить перебудову електроенергетики на користь газу.

Розширенню застосування природного газу будуть сприяти також його екологічні переваги, що виражаються в значно меншому в порівнянні з нафтою й вугіллям обсязі викидів шкідливих речовин в атмосферу.

З метою більш ефективного використання газу, як стратегічного продукту, зменшити енерговитрати можна наступними шляхами, впроваджуючи: новітні технології; сучасне устаткування; засоби обліку.

Фахівцями підприємств по газопостачанню й газифікації Харківського регіону вже зроблені перші практичні кроки в цьому напрямку: розроблені заходи щодо впровадження устаткування, що забезпечує рівень сучасних технологій газопостачання. Вони включають:

- застосування одноступінчастої системи газопостачання як з високого тиску ($P=6$ кгс/кв.см), так і із середнього ($P=3$ кгс/кв.см), з використанням поліетиленових газопроводів і будинкових регуляторів тиску, що дозволяє знизити витрати на будівництво систем газопостачання на 20-30%;
- застосування приладів обліку витрати газу на всіх етапах газопостачання, що приведе до економії не менш 20%;
- перехід на децентралізовані системи теплозабезпечення на природному газі при використанні сучасних опалювальних пристроїв - дахових котелень, що забезпечує особливо ощадливе використання енергії (ККД 90%) і розширення діапазонів їхніх потужностей до 1000 кВт;
- застосування більш сучасних конструкцій регуляторів тиску газу й редукуючих установок, що дозволяють забезпечувати не тільки надійну й безперебійну подачу газу, але й підтримувати оптимальний режим газопостачання, необхідний для якісного згоряння газу і високої тепловіддачі опалювальних приладів;
- розробку електронних систем регулювання, які дозволяють установлювати програмні періоди функціонування опалення і які забезпечують регулювання опалення в кожній кімнаті;
- контроль якості природного газу;
- зниження комерційних і виробничо-технологічних втрат природного газу;

- впровадження автоматизованої системи керування об'єктами газопостачання й інших заходів.

З метою планування й підтримки оптимальних параметрів (тиску й витрати газу) на всіх ділянках мережі газопостачання при змінах вхідного тиску й рівня споживання газу у ВАТ "Харківміськгаз" створюється міська автоматизована система керування об'єктами газопостачання (МАСК ОГП), що розробляється на базі геоінформаційних технологій і передбачає:

- збір інформації від 5 ГРС;
- збір оперативної інформації від 12 проміжних регуляторних пунктів ПРП;
- збір інформації від об'єктів теплоенергетики;
- збір інформації від великих споживачів газу;
- створення системи дистанційного керування ПРП.

Створення міської автоматизованої системи керування об'єктами газопостачання дозволить вирішити наступні завдання:

- підвищення надійності міських систем газопостачання;
- гарантованого забезпечення всіх споживачів договірними поставками природного газу;
- підвищення рівня автоматизації й екологічної безпеки технологічних процесів подачі й розподіли газу;
- автоматизації праці управлінського персоналу, переходу на сучасні комп'ютерні технології керування виробничими процесами;
- скорочення витрат матеріальних, енергетичних і трудових ресурсів;

Великий резерв у питаннях економії енергоресурсів являє собою робота, проведена у ВАТ "Харківміськгаз", спрямована на впровадження новітніх технологій і сучасного устаткування при експлуатації газових мереж, поліпшенню якості роботи з визначення технічного стану, запобіганню аварійних ситуацій на газопроводах, підвищенню ефективності роботи служби захисту газопроводів від корозії.

З огляду на важливість питань ефективного використання паливно-енергетичних ресурсів, необхідно організувати роботу з основних напрямків:

- зниження витрати природного газу на технологічні потреби;
- зменшення комерційних втрат.

Зниження витрати газу на технологічні потреби здійснюється за рахунок наступних факторів:

- навчання й підвищення професійного й технічного рівня працівників (У ВАТ "Харківміськгаз" створений учбово-курсний пункт, у якому щорічно навчаються й підвищують кваліфікацію не тільки працівники ВАТ "Харківміськгаз", а і інших підприємств міста).
- установка вузлів обліку із класом точності не нижче 1,0 на об'єктах газопостачання;
- установка в знову газифікованих будинках і заміна існуючих опалювальних котлів на котли із ККД не менш 90 %;
- застосування високочутливих ущільнювальних матеріалів у ГРП, на введеннях і нарізних сполученнях;
- застосування високочутливих приладів для обстеження підземних газопроводів і своєчасного виявлення витоків газу;
- заміна морально застарілого обладнання в ГРП, ШРП, котельнях;
- установка сигналізаторів загазованості;
- застосування пристосувань для врізки газопроводів без зниження тиску газу й відключення споживачів;
- доведення рівня захищеності газопроводів від електрохімічної корозії до 100 %.

Для зменшення комерційних втрат природного газу проводяться наступні заходи:

- своєчасне метрологічне й методологічне обстеження розхідомірних комерційних приладів обліку на відповідність вимогам Держстандарту;
- проведення постійної інвентаризації опалювальних площ;
- установка послідовно з вузлом обліку ГРС і великих споживачів газу дублюючих комплексів обліку газу;
- забезпечення контролю якості газу й вибір оптимальних режимів газопостачання.

У сучасних економічних умовах Харківський регіон, як ніякий іншої, має реальний шанс реалізувати на практиці свої потенційні можливості, стати ініціатором рішення однієї з найважливіших економічних завдань, що стоять перед Україною.

2.2. Газопостачання Харківського регіону

Газопостачання Харківського регіону - складова частина ПЕК. Складова частина паливно-енергетичного комплексу в загальному обсязі промислового виробництва Харківської області становить 36,7 %. З 1990 року по 1999 рік частина паливної галузі в загальному обсязі промислового виробництва виросла з 1,1% до 14,5%. Паливно-енергетичний комплекс Харківської області по-своєму унікальний в Україні.

Його особливості обумовлені двома факторами: по-перше, в області добувають майже половину газу в Україні (обсяг видобутку 1998 р. - 7,5 млрд.м), по-друге, енергетична система області забезпечується в основному за рахунок власних генеруючих потужностей.

На території Харківської області зосереджені найбільш багаті в Україні запаси газу, які становлять 318,8 млрд. м, запаси конденсату - 11,1млн. тонн, нафти - 7,9млн. тонн. Основні промислові родовища нашого часу - Шебелинське і Юльєвське. Видобуток газового конденсату в регіоні також перебуває на досить високому рівні й становить 130 тис. м³.

В 1998 році введені в експлуатацію 42 свердловини, що дозволило збільшити видобуток газового конденсату на 4,2 %, нафти майже в 2 рази, і як наслідок, виробництво бензину й дизельного пального на Шебелинському ТЗ зросло відповідно на 21,1 % і 10,1%. Введене в промислову експлуатацію Юльєвське нафтогазоконденсатне родовище дозволило підприємству "Харківтрансгаз" збільшити видобуток газу на 8,7 % і довести видобуток газу до 1,6 млрд. м³ на рік. В області розробляються 31 газоконденсатне родовище.

Газопромислове управління "Шебелинкагазвидобування" розробляє 22 родовища із загальним фондом експлуатаційних свердловин більше 1000 одиниць і 7 нафтових свердловин. Першу свердловину на Шебелинському газовому родовищі було введено в експлуатацію в 1950 році. Видобуток природного газу за 1956 рік склав 332 млн. куб. м. Вершина видобутку природного газу довелася на 1971 рік і склала 31 млрд. куб. м, що становило 50 % від загального видобутку природного газу в Україні й 25 % у колишньому СРСР. В 1998 році видобуток природного

газу ГПУ "Шебелинкагазвидобування" склав 5,9 млрд. куб. м, що склало 41 % від загального видобутку природного газу в Україні.

Видобуток газу ДП "Харківгазвидобування" склав 1,6 млрд.м³.

Запаси основного Шебелинського родовища падають. В області постійно ведуться роботи з розвідки нових родовищ газу. Усього в області перебуває 41 газових і газоконденсатних родовища із поточними балансовими запасами газу більше 320 млрд.м³. У розробці перебуває більше 20 газоконденсатних родовищ із запасами понад 200 млрд.м³. В 1993 році розвідане й обладнане Юльєвське газоконденсатне родовище, що розташоване в південно-східній частині Валківського району.

Через Харківську область проходять найважливіші газотранспортні магістралі, такі як: Шебелинка - Харків, Шебелинка - Харків – Белгород - Брянськ, Шебелинка - Дніпропетровськ - Одеса, Оренбург – західний кордон, Шебелинка - Острогожск, Шебелинка - Слов'янськ, Шебелинка - Полтава - Київ.

2.3. Історія становлення газового господарства Харківської області

Історія газифікації Харківського регіону почалася з газифікації м. Харкова майже 140 років тому.

23 грудня 1871 року в м. Харкові вперше був застосований штучний газ - запалені перші газові ліхтарі на вулицях міста.

Світильний газ для перших ліхтарів вироблявся на газовому заводі, побудованому в 1871 році на Мороховецькій набережній (зараз набережна Чапаєва).

Перші газопроводи були прокладені по Московському проспекті від Харківського моста до площі Радянської України.

В 1917 році в м. Харкові перебувало в експлуатації 15 км газопроводів, більше 1000 освітлювальних ліхтарів, 100 газифікованих житлових та адміністративних будинків.

В 1933 році введений в експлуатацію коксохімічний завод, що поклав початок розвитку газифікації м. Харкова.

До 1941 року в м. Харкові перебувало в експлуатації 50 км газопроводів і газифіковано 7 тисяч квартир, 100 комунально-побутових підприємств, кілька промислових підприємств. У добу подавалося 24 тис.

м³ газу, що становило рівень споживання газу близько 9 млн. м на рік. Зараз максимальне споживання газу регіоном становить 25 млн. м на добу, а в рік до 4,5 млрд. м³.

Газифікація міст, районних центрів, селищ і сіл Харківської області почалася після відкриття Шебелинського родовища. Так, узимку 1949 року Ізюмська контора буріння заклала на Шебелинській площі першу свердловину, що дала газ. Травень 1950 року - дата відкриття Шебелинського газового родовища, потужністю 800 млрд. м³ газу.

Унікальна подія для м. Харкова відбулася в 1956 році, завершений і введений в експлуатацію газопровід Шебелинка - Харків і газове господарство міста протягом декількох місяців без припинення газопостачання споживачів було переведено на природний газ від Шебелинського родовища.

Крім Шебелинського родовища небагато пізніше відкрите Крестищенське родовище, із запасами 320 млрд. м і ряд інших родовищ.

В 1956 році природний газ пущений на ТЕС-2 в Есхарі.

1958 рік - Будянський фаянсовий завод.

1959 рік - Мерефянський скляний і спиртової заводи.

В 1960 році був пущений газ на Змієвську ТЕС, від Співаковського родовища на Ізюмський тепловозоремонтний завод, а в 1971 - в м. Ізюм і Первомайський хімкомбінат прийшов газ від Шебелинського родовища.

В 1963 році одержав природний газ Балаклійський цементно-шиферний комбінат.

Із приходом газу в районах створювалися ділянки по експлуатації газового господарства.

В 60-і роки одержують природний газ міста Балаклія, Зміїв, Ізюм, Куп'янськ, Мерефа та ін. населені пункти області.

З метою прискорення розвитку газифікації районних центрів, селищ і сіл області в липні 1965 року за розпорядженням Ради Міністрів УРСР і наказу Міністра житлово-комунального господарства в м. Харкові організований виробничий трест по експлуатації газового господарства "Харківміськгаз".

До цього часу довжина газових мереж у порівнянні з 1956 роком збільшилася в 7 разів, а газоспоживання досягло 1,8 млрд. м на рік. До 1970

року в області перебувало в експлуатації 258 км газопроводів і 17,2 тис. газифікованих квартир.

У зв'язку з реорганізацією структури газового господарства на Україні, в 1975 році було створено Республіканське об'єднання "Укргаз".

З серпня 1975 р. безперебійне газопостачання населення, комунально-побутових, промислових і інших об'єктів природним і зрідженим газом, безпечну експлуатацію газового господарства й розвиток газифікації області здійснюють виробничі об'єднання газового господарства області, реорганізовані згодом у відкриті акціонерні товариства по газопостачанню й газифікації області (ВАТ ГГО). Вони являють собою єдиний виробничо-господарський комплекс, до складу якого входять десятки основних і допоміжних адміністративних і виробничих одиниць.

У ці роки був узятий курс на створення й реконструкцію виробничо-технічної бази міжрайонних управлінь газового господарства, підвищення рівня безпечної експлуатації систем газопостачання, створення нормальних умов праці й побуту трудящих, спрямованих на підвищення ефективності й безпеки праці.

У ці роки побудовані Харківська, Лозовська та Куп'янська газонаповнювальні станції зрідженим газом (ГНС), реконструйований резервуарний парк зберігання зрідженого газу на газонаповнювальних пунктах (ГНП) у м.Краснограді, м.Ізюмі, м.Кегичівці, м.Валки, м.Богодухіві, що дозволило довести ємнісний парк зберігання зрідженого газу до 4000 м³.

Побудовані й введені в експлуатацію типові виробничі бази в 14 управліннях газового господарства виробничого об'єднання (ВО) «Харківгаз», проведена повна реорганізація керування подачі зрідженого газу в регіоні.

В січні 1980 р. середній рівень газифікації Харківської області з врахуванням м. Харкова досяг 79%, довжина газових мереж становила 3149,3 км. Природним газом газифіковано понад 200 000 квартир, зрідженим -322127.

За період з 1980 р. по 1999 р. довжина газопроводів зросла в 6 разів, кількість газифікованих міст в області збільшилася в 1,5 рази, селищ міського типу (СМТ) - в 2 рази, у селах в 8,8 рази.

На сьогодні в експлуатації ВАТ "Харківгаз" без м. Харкова перебуває майже 16 тисяч км газопроводів і вводів, газифіковано 17 міст, 54 селища міського типу й 330 сільськогосподарських підприємств, 300 промислових підприємств, газифіковано на природному газі більше 400 тисяч квартир і 150 тисяч квартир на зрідженому газі.

В області працюють 3 ГНС та 10 ГНП із загальним резервуарним парком до 5000м³ зрідженого газу.

У м. Харкові майже 5 тис. км газопроводів і 500 тис. газифікованих квартир.

З середини 80-х років було впроваджено будівництво газопроводів з поліетиленових труб. У цей час в експлуатації перебуває більше 1000 км поліетиленових газопроводів.

Виробниче об'єднання "Харківгаз" в 1992 році перетворено на державне підприємство, а з 1994 року на акціонерне товариство по газопостачанню й газифікації "Харківгаз" (1-й етап - корпоратизація), в 1998 році реформоване у ВАТ "Харківгаз".

На підставі наказу Державного комітету України по нафті та газу "Держкомнафтогаз" № 116 від 14 березня 1994 року на базі державного підприємства по газопостачанню й газифікації "Харківгаз" створилося відкрите акціонерне товариство по газопостачанню й газифікації "Харківгаз". Виконавчий комітет Харківської міської ради народних депутатів 26 грудня 1994 року зареєстрував Устав відкритого акціонерного товариства по газопостачанню й газифікації "Харківгаз" і видав свідоцтво про державну реєстрацію № 03359500 на підставі розпорядження № 1378 від 26.12.94 р.

Згідно наказу регіонального відділення Фонду державного майна Харківської області № 612-п від 07.05,98 р. почалася пільгова передплата на акції ВАТ "Харківгаз".

Сучасна система газопостачання, що включає в себе як магістральні, так і міські газові мережі високого, середнього та низького тиску, являє собою складну багаторівневу мережу, що безупинно розвивається як у

просторі, так і в часі. Причому загальний стан мереж, як правило, сильно відрізняється від запроектованих - наслідок випадкового характеру газоспоживання й зміни параметрів ділянок газопроводів у часі (засмічення конденсатом, зміна шорсткості труб, наявність витоків на стиках і швах і т.д.). Все це приводить до зниження надійності існуючих газопроводів, порушує безперебійність газопостачання споживачів, а в умовах дефіциту газу не дозволяє вирішити завдання його раціонального розподілу.

Таким чином, в існуючих системах газорозподілу сховані внутрішні резерви по подальшому підвищенню надійності й ефективності їхнього функціонування, реалізація яких не пов'язана з введенням нових джерел, що вимагають додаткових капітальних витрат.

Такі резерви пов'язані з вдосконалюванням керування технологічним процесом подачі й розподілу газу на базі сучасних кібернетичних методів і засобів обчислювальної техніки.

Контрольні питання

1. Охарактеризуйте структуру паливно-енергетичного комплексу Харківського регіону.
2. Джерела видобутку газу в Харківському регіоні.
3. Особливості системи газопостачання міста Харкова й історія розвитку.
4. Назвіть основні етапи розвитку системи газопостачання Харківського регіону.
5. Назвіть внутрішні резерви підвищення надійності регіональної системи газопостачання.

ТЕМА 3. КЕРУВАННЯ ГАЗОВИМ ГОСПОДАРСТВОМ УКРАЇНИ

3.1. Загальні принципи процесу організації і керування

Керування можливе на основі практичних навичок, які індивід-керівник більш-менш цілеспрямовано й усвідомлено використовує, розвиває та накопичує як свій життєвий досвід.

Організація - це структура підприємства, кістяк, статика.

Керування - процес, що відбувається в рамках цього підприємства, діяльність.

Система керування - це сукупність активних соціальних і пасивних технічних об'єктів, що реалізують процеси керування в рамках існуючої організаційної структури й організаційної культури.

Процесом керування називається об'єктивно існуюча сукупність взаємозалежних цільових одиниць управлінської діяльності (залежно від масштабів аналізу - комплексів робіт, завдань, робіт), що має чітко позначені вхід і вихід і, що протікає в рамках інформаційних зв'язків, закріплених існуючою організаційною структурою.

Організаційна структура є формою керування, у той час як конкретні процеси керування є змістом управлінської діяльності.

Організаційна структура - це головний інструмент керування, що регламентує склад, величину, розміщення, профіль діяльність, відповідальність, підпорядкованість виробничих і обслуговуючих підрозділів, поєднаних загальним апаратом керування для виконання всіх цільових функцій, зафіксованих в уставі підприємства.

Організаційною структурою керування (організаційною формою керування) називають внутрішній устрій системи керування, що зазвичай описується сукупністю організаційних одиниць (структурних підрозділів і посадових осіб), взаєминами цих організаційних одиниць між собою і з керованою діяльністю (об'єктом керування).

Моделлю організаційної структури керування називається символічне зображення та (або) текстовий опис реально існуючих, істотно значимих для дослідження складових частин сформованої організаційної структури підприємства, у їхньому взаємозв'язку, а також їх якісних і кількісних характеристик.

Результативність процесу керування - ступінь відповідності виходів процесу потребам і очікуванням клієнтів. Синонімом результативності може служити якість виходу процесу. Результативність - це те, що впливає на клієнта процесу.

Як це необхідно з визначення, процес керування складається із входу, виходу і процесора.

Входи процесу - це ресурси, необхідні й достатні для реалізації процесу, тобто для одержання виходу.

Процесор - це сукупність підпроцесів, робіт, операцій, здійснюваних над входами для одержання виходів.

Виходи процесу - це результати реалізації процесу.

Входи процесу можуть бути первинні та вторинні. Первинні входи надходять на початок процесу. Вторинні входи з'являються в ході реалізації процесу. Виходи також можуть бути первинні та вторинні. Первинний вихід - це прямий, запланований результат реалізації процесу. Вторинний вихід - це побічний продукт процесу, що не є його головною метою.

Схематична модель процесу представлена на рис.1.5.

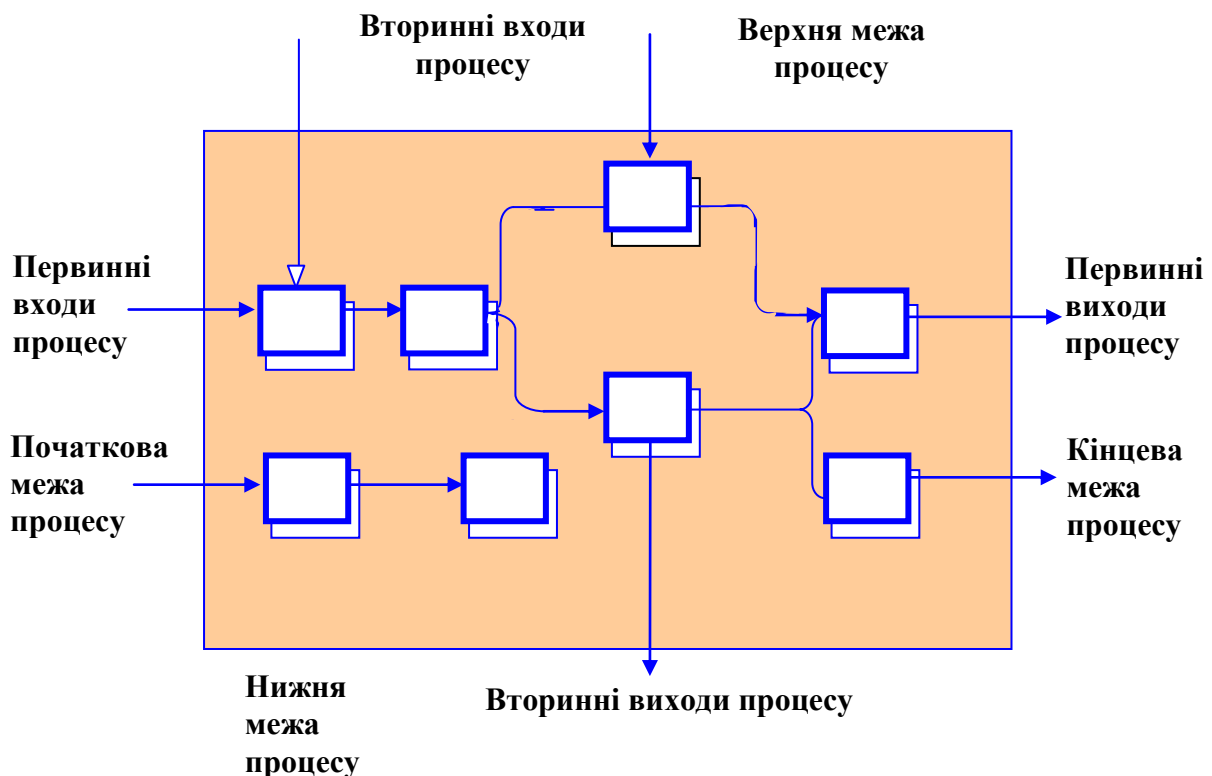


Рис. 1.5 - Модель процесу керування

Серед учасників процесу виділяють постачальників процесу, виконавців процесу та клієнтів процесу.

Метою процесу є задоволення вимог клієнтів процесу. Клієнти можуть бути:

1. Первинні - ті, які одержують первинний вихід.
2. Вторинні - ті, які перебувають поза процесом і одержують вторинний вихід.
3. Непрямі - ті, які не одержують первинний вихід, але є наступними в ланцюжку його використання.
4. Зовнішні - ті, які перебувають поза даною організацією, але одержують вихід процесу.
5. Споживачі - кінцеві користувачі виходу процесу.

Процеси можуть бути основними та допоміжними.

Основні процеси - це процеси поточної діяльності компанії, результатом яких є виробництво виходів, необхідних зовнішніми клієнтами.

Допоміжні процеси забезпечують ефективну реалізацію первинних процесів.

Процеси можуть бути зовнішніми або внутрішніми.

Зовнішнім називається процес, що має вхід і/або вихід поза фірмою.

Внутрішнім називається процес, що перебуває цілком в рамках однієї організації.

Ефективність процесу керування - ступінь мінімізації використання ресурсів (і усунення відходів), необхідних для забезпечення необхідної результативності. Мірою ефективності може бути продуктивність.

У процесі управлінської діяльності не треба адмініструвати, необхідно управляти виконанням наказу, але не можна це плутати з контролем.

Контроль фіксує, виконане чи ні і з якою якістю, а керування виконанням припускає систематичний вплив, організацію послідовного виконання, і якщо необхідно - матеріальне та інше забезпечення.

Не допустити помилок у строках ухвалення рішення - найвищий ступінь кваліфікації працівників управлінської праці. Без помилок працювати важко. Найголовніше - не помилитися в головному. Керівник зобов'язаний ретельно продумувати систему організації робіт. Прощається прийнятна помилка, але не прощається бездіяльність, нерішучість, втрата часу й засобів.

На підприємстві повинна бути визначена мета його роботи.

Цілі - чітко сформульовані, кількісно певні результати діяльності підприємства, обов'язкові для досягнення в певний термін. Розрізняють стратегічні цілі, сфокусовані на створенні конкурентних переваг, і фінансові цілі, спрямовані на досягнення прийнятних фінансових показників.

3.2. Основи керування підприємством

Діяльність підприємства по газопостачанню та газифікації багато в чому обмежена структурою існуючих потужностей і технологічними вирішеннями виробничих завдань. Центр ваги оптимізації діяльності підприємства переходить в зону удосконалювання системи керування.

Місія (призначення) організації - відповідь на питання, у чому полягає діяльність підприємства, і чим вона має намір займатися. Формулювання місії підкреслює основний зміст і напрямок діяльності підприємства, дозволяє відокремити одну організацію (підприємство) від інших і наділити її власними відмітними рисами, напрямком діяльності й шляхом розвитку. Більш широке розуміння місії може бути таким: "Загальна мета підприємства по газопостачанню та газифікації - забезпечення безпечної й безаварійної експлуатації систем газопостачання міста (області), забезпечення споживачів (населення міста або області) певною кількістю газу під необхідним тиском".

Підприємство (компанію, організацію) - можна визначити як динамічно взаємодіючу із зовнішнім світом соціально-технічну систему, спроектовану для досягнення конкретних цілей.

Модель підприємства по газопостачанню та газифікації, фактори, що впливають на позицію підприємства, взаємодія зовнішнього й внутрішнього середовища підприємства представлені на рис.1.6 і в табл. 1.14.

Існування тісної залежності між станом зовнішнього середовища, поведінням фірми і її внутрішнім середовищем приводить до необхідності своєчасної адаптації цілей, стратегії підприємства, її організованих характеристик, структури й функцій до нових ринкових умов.

На підприємстві по газопостачанню та газифікації формулюються завдання, що підлягають рішенню. Визначається організаційно-штатна структура і функціональні завдання по підпорядкованості. Відпрацьовуються посадові інструкції.

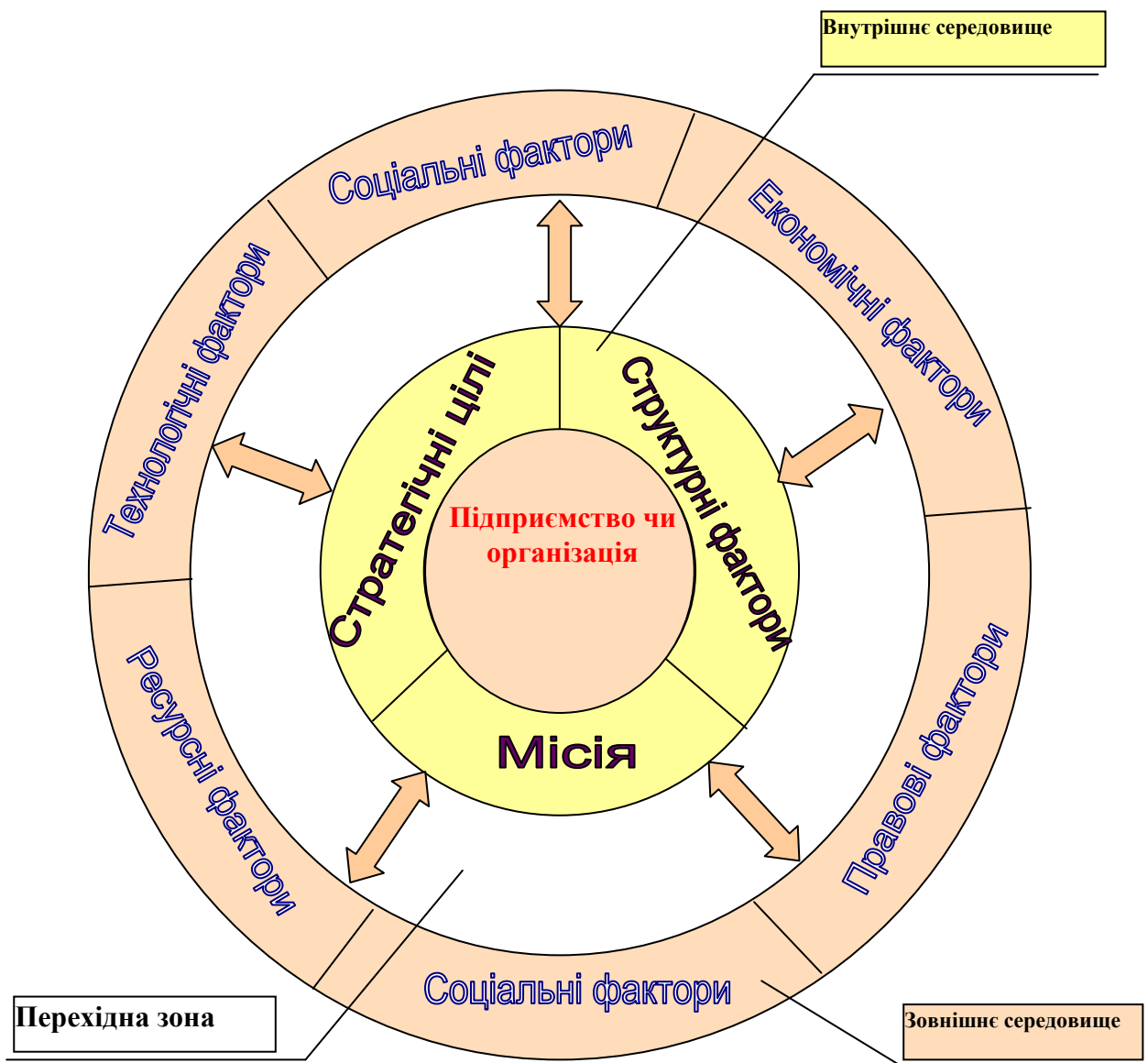


Рис.1.6 - Взаємодія зовнішнього і внутрішнього середовища підприємства. Фактори, що впливають на позицію підприємства (організації)

Гарантією успішної діяльності підприємства і непередбаченій ринковій обстановці, що постійно змінюється, й твердій конкуренції є наявність у керівників продуманого плану дій по досягненню конкретних ділових позицій. Таким планом і є стратегія.

Стратегія - сукупність цілей підприємства (компанії) і конкурентоспроможних дій керівників по їхньому досягненню.

Стратегічне бачення являє собою перспективний погляд на напрямки розвитку діяльності організації (підприємства), базова концепція того, що організація (підприємство) намагається зробити й чого досягти.

Таблиця 1.14 - Характеристика факторів, що впливають на позицію підприємства (організації, компанії й т.д.)

<i>Характеристика факторів, що впливають на позицію підприємства</i>	
Фактори	Характеристики
Політичні фактори	<i>Законодавство Форми власності Політична стабільність</i>
Економічні фактори	<i>Рівень життя Капітал Постачальники Кон'юнктура Споживачі Ціни</i>
Правові фактори	<i>Законодавчі вимоги до організації роботи, до оподаткування</i>
Соціальні фактори	<i>Норми поведіння Рівень освіченості</i>
Технологічні фактори	<i>Фактори, пов'язані зі специфікою роботи підприємства</i>
Ресурсні фактори	<i>Люди Природні ресурси Територія Інфраструктура</i>
Стратегічні цілі	<i>Економічність Конкурентоспроможність Впровадження нововведень Розвиток науки Розвиток технологій</i>
Місія	<i>Запропоновані послуги Групи споживачів Місце та роль на ринку Технології (процеси) Філософія (цінності, мотивація) Імідж (відповідальність)</i>
Структурні фактори	<i>Структура та функції Організаційні характеристики (управлінський персонал, методи рішення проблем) Людський фактор, неформальна структура організації</i>

Сучасний етап розвитку підприємств характеризується рядом позитивних змін, головною з яких є послідовне прагнення поліпшити свої виробничо-економічні показники за рахунок реформування систем організації й керування.

Підприємство (організація), у т.ч. підприємства по газопостачанню та газифікації під впливом попиту на послуги, методи їхнього виробництва й обслуговування зіштовхується з необхідністю радикальної зміни своєї

структури й функцій у формі злиття та придбання, розподілу та виділення, перетворення (цей процес називають реорганізацією) або, що частіше, - комплексної зміни методів функціонування для рішення проблем виживання або підвищення ефективності роботи - тобто реструктуризацією.

В якості механізму перетворень, що виправдовує себе, проявила себе реструктуризація, здійснювана силами спеціально підготовлених команд фахівців підприємств за участю консультантів при активному використанні внутрішніх можливостей самих компаній.

Реструктуризація - сукупність заходів щодо комплексного приведення умов функціонування підприємства у відповідність із змінюючимися умовами ринку і виробленою стратегією її розвитку. Реструктуризація включає: вдосконалення структури й функцій керування, подолання відставання в техніко-технологічних аспектах діяльності, вдосконалення фінансово-економічної політики та досягнення на цій основі підвищення ефективності виробництва, конкурентоспроможності продукції/послуг, росту продуктивності праці, зниження витрат виробництва, поліпшення фінансово-економічних результатів діяльності.

Кожна посадова особа працює самостійно в межах наданих повноважень, і їй вказується, за що вона відповідає, що вона зобов'язана робити та на що має право.

Наукове керування вимагає стабільності, не можна ігнорувати виконання інструкцій. Треба управляти правилами, а не рішеннями. Неприпустимо, коли рішення залежить від гарного або поганого настрою.

Організаційна культура підприємства - сукупність міжособистісних цінностей, норм, стилів поведіння, спілкування й реалізації трудових обов'язків, культурних і економічних пріоритетів розвитку колективу підприємства, неформальна соціально-групова структура колективу та інші соціально-психологічні характеристики персоналу фірми в їхньому органічному взаємозв'язку.

Правила керування:

1. Не можна управляти методом звичок.
2. Структура повинна йти за життям, зміст повинен випереджати структуру.
3. Потрібний точний розрахунок на будь-яку роботу - якість виконання.
4. Перенацілювати кваліфікованого фахівця на новий напрямок.

5. Підвищувати рівень кваліфікації фахівців - рівень підготовки всього колективу.

3.3. Структура керування газовою галуззю України

Структура керування визначена Постановою Кабінету Міністрів України від 25 травня 1998 року за №747 "Про утворення Національної акціонерної компанії "Нафтогаз України". НАК "Нафтогаз України" має статутний фонд у розмірі, еквівалентному 650 млн. доларів США. Компанія була заснована як вертикально інтегрована нафтогазова компанія з кількома напрямками діяльності.

До майна, що перебуває в державній власності, не підлягає приватизації і передано Національній акціонерній компанії "Нафтогаз України" для забезпечення транспортування, збереження й розподілу нафти, нафтопродуктів, природного газу відносять:

- Магістральні газонафтопроводи і споруди на них.
- Розподільні газонафтопроводи і споруди на них.
- Газонафтосховища.
- Транспортні засоби спеціального призначення.

Національна акціонерна компанія "Нафтогаз України" - одне із найбільших підприємств паливно-енергетичного комплексу України. Компанія забезпечує ефективне функціонування і подальший розвиток нафтової та газової промисловості, сприяє структурній перебудові області в ринкових умовах господарювання й залученню інвестицій, забезпечує більше повне задоволення потреб промислових і побутових споживачів у сировині і паливно-енергетичних ресурсах та надійний транзит нафти і газу до країн Центральної та Західної Європи.

Власність головної компанії 100%. Компанія має у своєму розпорядженні магістральні трубопроводи високого тиску загальною довжиною 38,2 тис. кілометрів (у тому числі 14 тис. кілометрів газопроводів діаметром від 1000 до 1400 мм), 73 компресорні станції загальною потужністю 5570 МВт, 13 підземних сховищ газу обсягом більше 30 млрд. куб. метрів, 1480 газорозподільних і 60 газовимірювальних станцій і розподільні трубопроводи низького тиску загальною довжиною більше 350 тис. км.

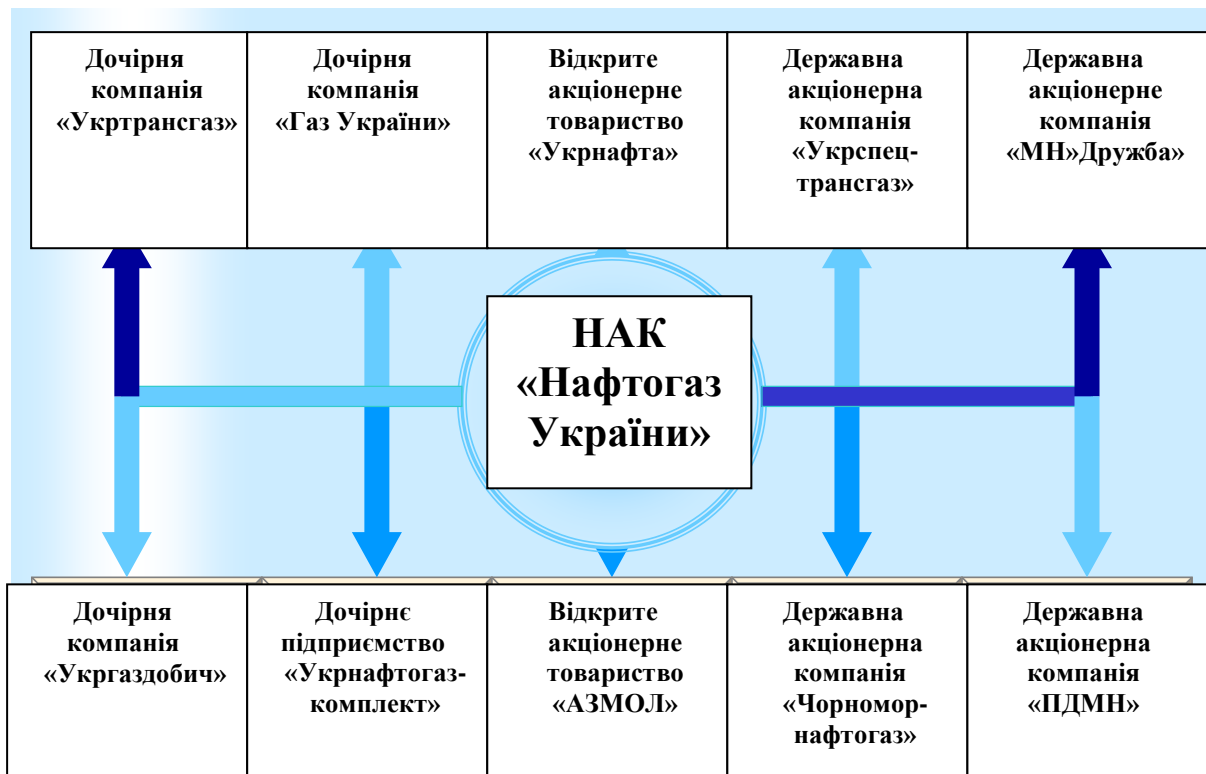


Рис. 1.7 - Структура керування газовою галуззю України

Компаніями-операторами трубопроводів високого тиску є: "Харківтрансгаз", "Львівтрансгаз", "Прикарпаттрансгаз", "Донбастрансгаз", "Черкаситрансгаз", "Київтрансгаз".

Загальна пропускна здатність цих підприємств становить 170 млрд. куб. м природного газу на рік. В 1997 р. через їхні трубопроводи пройшло 133,2 млрд. куб. м газу, більшість із якого - російський газ, що транспортувався в Європу.

3.4. Основні функції керування газовою галуззю України

Основні функції керування газовою галуззю України:

- видобуток нафти та природного газу;
- постачання природним і зрідженим газом;
- створення й експлуатація транзитних міждержавних систем транспортування нафти, нафтопродуктів і природного газу;
- концентрація фінансових ресурсів для реалізації інвестиційних проектів, організація реалізації інвестиційних проектів у нафтогазовій області, налагодження ефективних організаційних зв'язків між підприємствами, які входять до складу Компанії, регулювання інвестиційної політики підприємств, які входять до складу Компанії;

- розробка єдиної технічної й економічної стратегії розвитку Компанії, її дочірніх підприємств;
- організація виробництва необхідних для нафтогазового комплексу оснащення, машин, механізмів і приладів, запасних частин і деталей до них;
- здійснення єдиної технічної політики, організація й координація науково-дослідних і проектно-конструкторських робіт, робіт, пов'язаних з виробництвом і впровадженням нової техніки, розробкою і впровадженням передових технологій у сфері видобутку, збереження, транспортування й розподілу нафти та природного газу;
- здійснення контролю за діяльністю підприємств, які входять до складу Компанії, дотриманням технологічних правил, правил безпеки, а також ефективністю використання закріпленого за ними майна;
- організація й виконання геолого-пошукових робіт, експлуатація нафтових, газових і газоконденсатних родовищ;
- участь у реалізації міжнародних проектів у нафтогазовій області;
- комплексне освоєння ресурсів нафти, газу і газового конденсату із застосуванням передових методів пошуку й розробки родовищ, нових технологічних процесів переробки й вилучення коштовних компонентів, які містяться в них;
- розвиток, експлуатація та ремонт нафтопроводів, газотранспортних систем і підземних сховищ газу;
- проектування й експертиза проектів розробки родовищ, буріння свердловин, будівництво, розширення, реконструкція й технічне переоснащення підприємств, які входять до складу Компанії;
- здійснення газифікації для забезпечення промислових і побутових споживачів газом;
- розробка довгострокових прогнозів і цільових комплексних науково-технічних, економічних і екологічних програм розвитку нафтогазового комплексу, формування соціальної інфраструктури;
- розробка й впровадження прогресивних технологій видобутку та переробки нафти, газу і газового конденсату;
- розробка й здійснення заходів з охорони навколишнього середовища й раціонального використання природних ресурсів під час розвідки, видобутку, переробки й транспортування нафти, газу та газового конденсату;

- виконання науково-дослідних, проектно-дослідницьких і проектно-конструкторських робіт, надання консультаційних послуг;
- обслуговування агропромислового комплексу, виробництво продукції, необхідної для забезпечення його діяльності;
- переробка вторинної сировини й відходів виробництва;
- надання транспортно-експедиційних послуг;
- проведення торговельної діяльності, надання маркетингових, консультаційних і посередницьких послуг у сфері зовнішньої і внутрішньої торгівлі;
- проведення видавничої діяльності, надання поліграфічних послуг;
- проектування, будівництво, ремонт і експлуатація об'єктів трубопровідного транспорту нафтогазового комплексу;
- підвищення надійності, ефективності та безпеки функціонування об'єктів нафтогазового комплексу;
- збереження газу в підземних газосховищах.

Компанія здійснює й інші види діяльності, які не заборонені законодавством України.

3.5. Видобуток, транспортування та споживання газу в Україні

Видобуток газу, газового конденсату і нафти в Компанії здійснюють ДК "Укргазвидобування", ВАТ "Укрнафта" та ДАТ "Чорноморнафтогаз", на які доводиться 91% видобутку нафти і конденсату та 93% видобутку газу в Україні.

Протягом останнього десятиліття Україні вдалося після тривалого падіння стабілізувати видобуток природного газу на рівні 18 млрд. куб. м на рік. А за останні сім років він зріс і в 2007 році склав 20,6 млрд. куб. м. Збільшення обсягів видобутку вдалося досягти за рахунок впровадження заходів для підвищення ефективності використання виробничої і ресурсної бази, введення в розробку нових родовищ.

Протягом останніх років Компанія нарощує обсяги геологорозвідувального та експлуатаційного буріння на території України. Так, в 2007 р. підприємства пробурили 174,4 тис. метрів розвідувальних і 246 тис. метрів експлуатаційних свердловин. Забезпечено приріст запасів вуглеців у розмірі 27,3 млн. тонн умовного палива.



Рис. 1.8 - Динаміки приросту запасів вуглеців в Україні

З метою підвищення техніко-економічної ефективності процесу розробки родовищ, досягнення максимального рівня витягу запасів вуглеводнів підприємства НАК "Нафтогаз України" успішно впроваджують новітні технології й техніку.

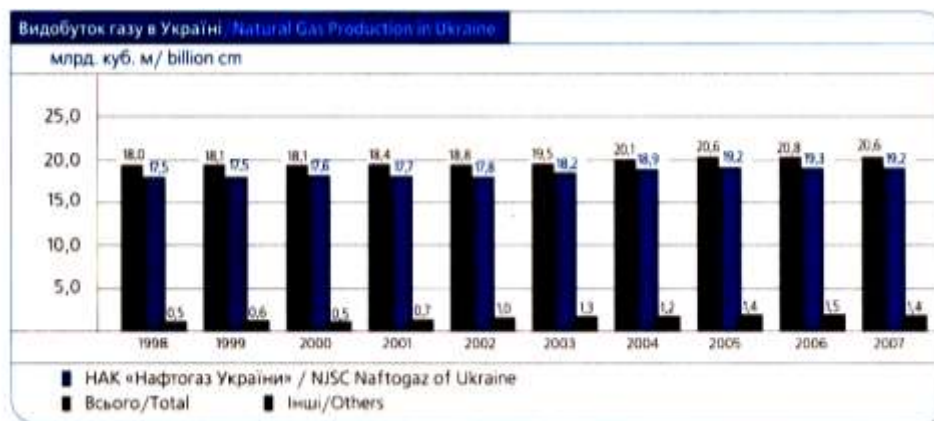


Рис. 1.9 - Видобуток газу в Україні

Україна володіє значними доведеними запасами й потенційними ресурсами нафти та природного газу. Ресурсна база Компанії:

- запаси природного газу - 900 млрд.куб.м;
- запаси нафти й газового конденсату - 140 млн.тонн.

Транспортування природного газу

Газотранспортна система забезпечує подачу газу внутрішнім споживачам і забезпечує основний обсяг експортних поставок російського газу в інші європейські країни. Обсяг транзиту газу через газотранспортну систему України в 2007 році склав 115,2 млрд.куб.м, у тому числі в країни Центральної, Західної Європи та у Туреччину - 112,1 млрд куб.м.

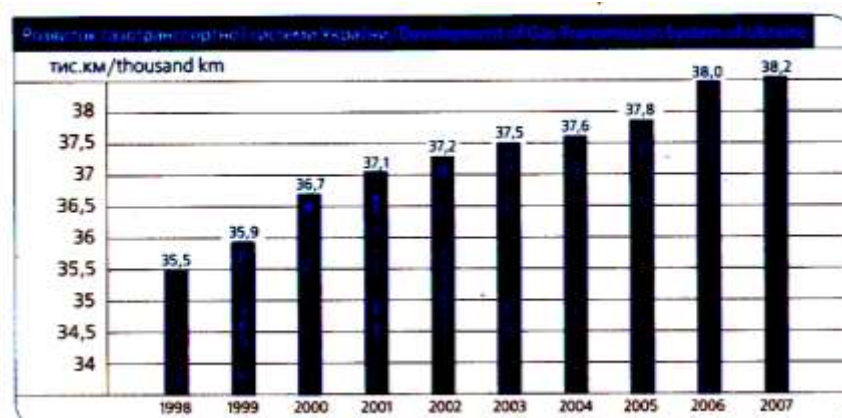


Рис. 1.10 - Розвиток газотранспортної системи України

Стратегічне значення української газотранспортної системи обумовлено вигідним географічним положенням нашої держави між основними газодобувними регіонами і основними споживачами газу в Європі, сполученням газопроводів з магістральними газопроводами всіх сусідніх країн, наявністю найбільшого (після Росії) комплексом підземних газосховищ, а також високим рівнем обслуговування й експлуатації газотранспортної системи.

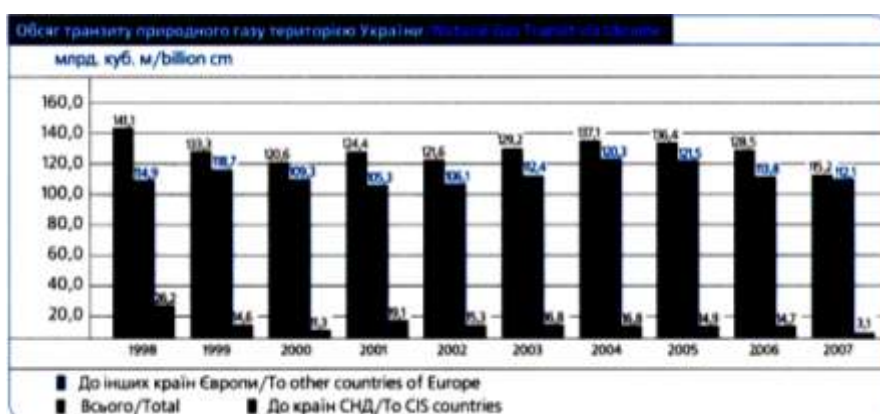


Рис. 1.11 - Обсяг транзиту природного газу по території України

Для надійної поставки газу споживачам, збереження конкурентоспроможності й привабливості газотранспортної системи для експортерів газу розроблена і впроваджується програма реконструкції компресорних станцій, лінійної частини системи, газорозподільних і газовимірювальних станцій. Основа цієї програми - розробка й впровадження сучасних українських газотурбінних двигунів з підвищеним коефіцієнтом корисної дії, нових систем керування.

Окрім робіт, спрямованих на підвищення технічного рівня й надійності газотранспортної системи, виконуються роботи з її розширення. За

останні 10 років побудовано і введено в експлуатацію більше 2,5 тис. км магістральних газопроводів і відводів, 10 компресорних цехів.

Важливим елементом диверсифікованості джерел поставки газу в європейські країни може бути імпорт природного газу із Середньої Азії. Для цього могла б бути використана діюча інфраструктура газопроводів країн Середньої Азії, Росії й України, а також проектні газопроводи на території Росії: Олександрів Гай - Новопсков і на території України: Новопсков - Ужгород продуктивністю 28-30 млрд. куб.м. на рік.

Таблиця 1.15 - ТОП-20 основних споживачів газу у світі, млрд. м.

	1985	1990	1995	2000	2005	2006
США	489,3	542,9	628,8	660,7	629,8	619,7
Російська Федерація	361,2	420,1	377,8	377,2	405,1	432,1
Іран	14,6	22,7	35,2	62,9	102,4	105,1
Канада	58,0	66,8	80,2	83,0	91,4	96,6
Великобританія	51,8	52,4	70,5	96,9	95,1	90,8
Германія	54,6	59,9	74,4	79,5	86,2	87,2
Японія	39,4	49,9	61,2	74,9	79,0	84,6
Італія	30,2	43,4	49,9	64,9	78,7	77,1
Саудівська Аравія	18,8	33,5	42,9	49,8	71,2	73,7
Україна	89,8	127,8	76,2	73,1	72,9	66,4
Китай	12,7	15,0	17,4	23,8	45,7	55,6
Мексика	27,1	27,2	28,1	38,5	47,6	54,1
Франція	25,8	29,3	32,9	39,7	45,8	45,2
Узбекистан	32,9	36,8	42,4	47,1	44,0	43,2
Аргентина	16,0	20,3	27,0	33,2	40,4	41,8
Об'єднані Арабські Емірати	10,1	16,9	24,8	31,4	41,3	41,7
Малайзія	6,5	9,9	13,7	24,3	39,3	40,3
Індія	3,9	12,5	19,4	26,9	38,1	39,7
Індонезія	13,7	20,1	30,1	32,3	37,5	39,6
Голландія	36,2	34,4	37,8	39,2	39,5	38,3
ВСЬОГО В СВІТІ	1661,7	1981,7	2144,8	2428,0	2780,3	2850,8
У тому числі:						
Євросоюз-25*	255,9	290,1	341,5	420,0	473,8	467,4
Євросоюз-27*	296,5	326,7	370,5	440,4	494,0	487,4
Колишній СРСР	544,1	662,9	547,0	551,9	597,1	621,1
Інші країни з ринковою економікою, що формується	235,6	319,5	415,9	533,1	769,2	809,9
* Не включаючи Естонію, Латвію й Литву до 1985 р. та Словенію до 1991 р. Джерело: BP Statistical Review of World Energy, 2007						

Найближчим часом планується почати будівництво першої черги проекту-ділянки Богородчани - Ужгород продуктивністю 19 млрд.куб.м. газу на рік.

Газотранспортна система України Gas Transmission System of Ukraine

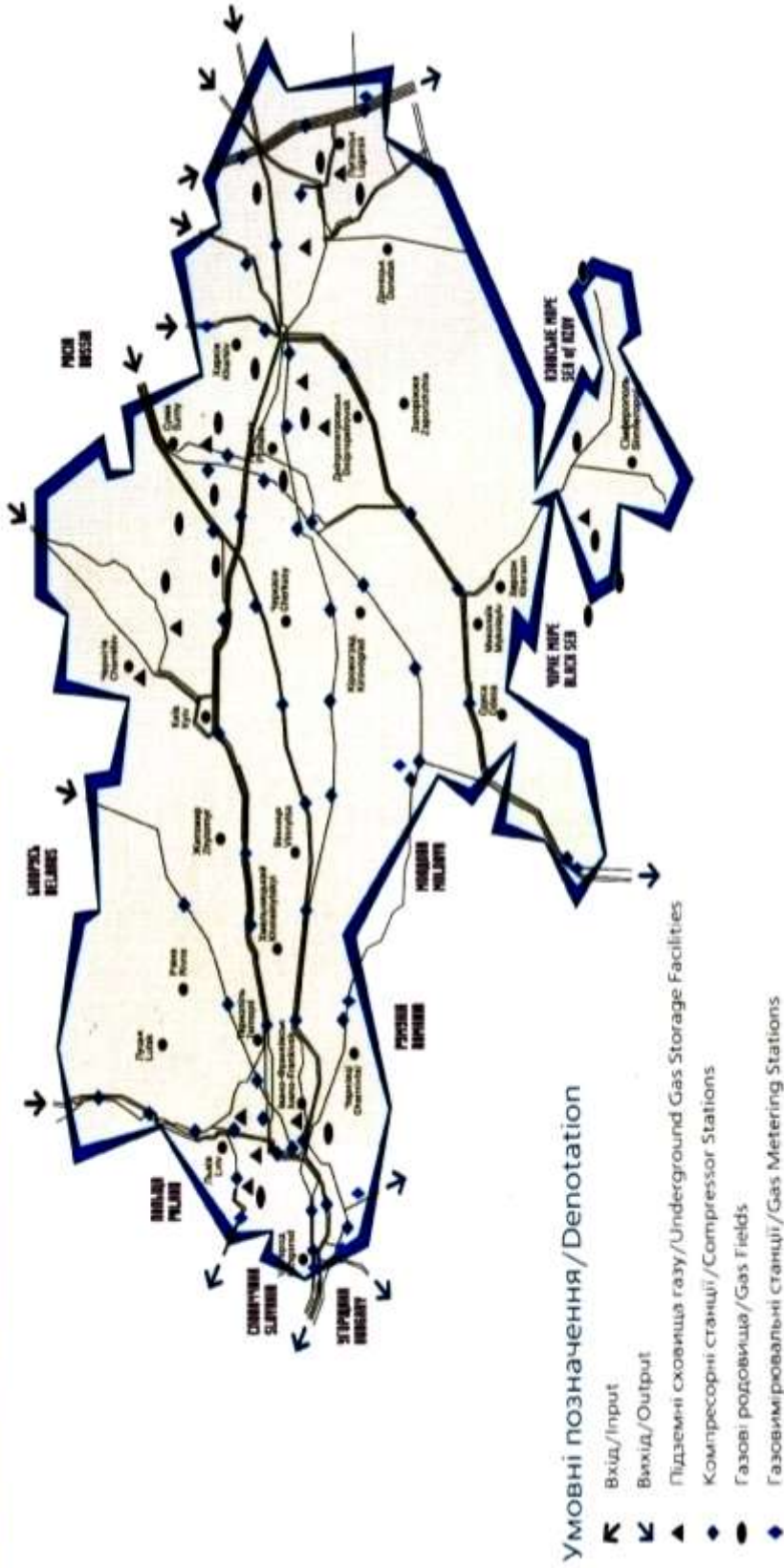


Рис. 1.12 - Структура газотранспортної системи України

Важливим технологічним елементом газотранспортної системи є 13 підземних газосховищ із активним обсягом 34,6 млрд.куб.м. Система підземного зберігання газу містить у собі чотири комплекси - Західноукраїнський, Київський, Донецький, Південноукраїнський і Північноукраїнський. Максимальний можливий відбір при повнім заповненні підземних сховищ газу може досягати 250 млн.куб.м. на добу.

Пов'язані в єдину систему мережею газопроводів, підземні газосховища забезпечують високу надійність функціонування газотранспортної системи, гарантують безперебійність як поставки газу внутрішнім споживачам, так і транзиту російського газу в Європу.

Таблиця 1.16 - Варіанти прогнозованого балансу розподілу природного газу по Україні на 2010 рік, млн. кубометрів (основа фінансового плану НАК "Нафтогаз України").

Показник	Проект міністра палива та енергетики Ю.Бойко					Попередній проект НАК "Нафтогаз України"				
	Всього	В тому числі поквартально				Всього	В тому числі поквартально			
		I	II	III	IV		I	II	III	IV
I. Ресурси газу всього	70676	23453	14047	1307	20107	68121	23453	12349	12418	19902
У тому числі газ, добутий в Україні	20464	5184	5097	5044	5139	20464	5184	5097	5044	5139
Імпортований газ	36500	6474	8000	8026	14000	33750	6474	6302	7374	13600
Відбір з підземних сховищ газу, всього	13639	11722	949	0	968	13834	11722	949	0	1163
II. Розподіл газу	70676	23453	14047	13070	20107	68121	23453	12349	12418	19902
По Україні, всього	59983	23350	10269	8416	17948	59983	23350	10269	8416	17948
В тому числі виробничо- технологічні потреби	6281	1636	1440	1360	1845	6281	1636	1440	1360	1845
ДК «Укртрансгаз»	4508	1019	1108	1056	1325	4508	1019	1108	1056	1325
Обл-, міськгазів	964	421	132	105	305	964	421	132	105	305
Закачування в ПХГ, усього, в тому числі	10586	0	3777	4653	2156	8031	0	2079	4001	1951
Імпортованого газу	5367	0	1698	1584	2085	Немає точних даних				
Газу власного видобутку	5219	0	2079	3069	71	Немає точних даних				

Таблиця 1.17 - Баланс газу в підземних сховищах газу України.

Показник	Станом на:				
	01.01.2010	01.04.2010	15.04.2010	15.10.2010	01.01.2011
Залишок в ПХГ, всього	23470	12033	11083	21598	20701
В тому числі:					
1. В ПХГ ГАО "Чорноморнафтогаз" (крім НАКа)	220	83	83	83	83
2. В НАК «Нафтогаз України», всього	20015	9432	8525	19040	18143
В тому числі:					
Газу власного видобутку, всього:	1871	289	289	5508	3609
З них: в ПХГ «Глебівське»	475	289	289	589	450
в ПХГ ДК «Укртрансгаз»	1396	0	0	4919	3159
Імпортованого газу	18144	9144	8237	13533	14535
3. В ВАТ «Укрнафта» (з урахуванням газу СД)	2600	2015	2015	2015	2015
4. В ЗАТ «Укргаз-Енерго»	276	276	276	276	276
5. В державних установах та ін.	629	227	185	185	185

Контрольні питання

1. Охарактеризуйте організацію та керування підприємством.
2. Назвіть основні фактори, які впливають на організацію та керування підприємством.
3. Структура керування газовим господарством України.
4. Назвіть основні функції керування газовою галуззю України.
5. Охарактеризуйте систему газопостачання України.
6. Охарактеризуйте функціональну структуру системи газозабезпечення.
7. Які обсяги газу планують добути в 2010 р.?
8. Охарактеризуйте споживання газу в Україні по групах споживачів.

ТЕМА 4. СТРУКТУРА КЕРУВАННЯ ГАЗОВИМ ГОСПОДАРСТВОМ РЕГІОНУ ТА ОСНОВНІ ФУНКЦІЇ

4.1. Основні типи організаційних структур керування

Ієрархічний тип структур керування. Структури керування на багатьох сучасних підприємствах були побудовані відповідно до принципів керування, сформульовані ще на початку ХХ століття. Найповніше формулювання цих принципів дав німецький соціолог Макс Вебер (концепція раціональної бюрократії):

- принцип ієрархічності рівнів керування, при якому кожний нижчестоящий рівень контролюється вищестоящим і підкоряється йому;
- витікаючий з нього принцип відповідності повноважень і відповідальності працівників управління місцю в ієрархії;
- принцип поділу праці на окремі функції і спеціалізації працівників по виконуваних функціях;
- принцип формалізації і стандартизації діяльності, що забезпечує однорідність виконання працівниками своїх обов'язків і скоординованість різних завдань;
- витікаючий з нього принцип знеособленості виконання працівниками своїх функцій;
- принцип кваліфікаційного відбору, у відповідності з яким найм і звільнення з роботи робиться в строгій відповідності із кваліфікаційними вимогами.

Організаційна структура, побудована відповідно до цих принципів, одержала назву ієрархічної або бюрократичної структури. Найпоширенішим типом такої структури є лінійно - функціональна (лінійна структура).

Лінійна організаційна структура. Основу лінійних структур становить так званий "шахтний" принцип побудови і спеціалізація управлінського процесу по функціональних підсистемах організації (маркетинг, виробництво, дослідження і розробки, фінанси, персонал і т.д. По кожній підсистемі формується ієрархія служб ("шахта"), що пронизує всю організацію від верху до низу (рис.1.13). Результати роботи кожної служби

оцінюються показниками, що характеризують виконання ними своїх цілей і завдань. Відповідно будується і система мотивації й заохочення працівників. При цьому кінцевий результат (ефективність і якість роботи організації в цілому) стає як би другорядним, тому що вважається, що всі служби тією чи іншою мірою працюють на його одержання.



Рис. 1.13 - Шахтна структура керування організацією: Рівень 1, Рівень 2, Рівень 3, Рівень 3 - "Шахта керування"

Переваги лінійної структури:

- чітка система взаємних зв'язків функцій і підрозділів;
- чітка система єдиноначальності - один керівник зосереджує у своїх руках керівництво всією сукупністю процесів, що мають загальну мету;
- чітко виражена відповідальність;
- швидка реакція виконавчих підрозділів на прямі вказівки вищестоящих.

Недоліки лінійної структури:

- відсутність ланок, що займаються питаннями стратегічного планування; у роботі керівників практично всіх рівнів оперативні проблеми ("текучка") домінують над стратегічними;

- тенденція до тяганини і перекладання відповідальності при рішенні проблем, що вимагають участі декількох підрозділів;
- мала гнучкість і пристосовність до зміни ситуації;
- критерії ефективності і якості роботи підрозділів і організації в цілому - різні;
- тенденція до формалізації оцінки ефективності і якості роботи підрозділів приводить звичайно до виникнення атмосфери страху і роз'єднаності;
- велике число "поверхів керування" між працівниками, що випускають продукцію, і особою, що приймає рішення;
- перевантаження керівників верхнього рівня;
- підвищена залежність результатів роботи організації від кваліфікації, особистих і ділових якостей вищих керівників.

Висновок: у сучасних умовах недоліки структури переважають її переваги. Така структура погано сумісна із сучасною філософією якості.

Лінійно - штабна організаційна структура. Такий вид організаційної структури є розвитком лінійної і покликаний ліквідувати її найважливіший недолік, пов'язаний з відсутністю ланок стратегічного планування. Лінійно - штабна структура містить у собі спеціалізовані підрозділи (штаби), які не мають права прийняття рішень і керівництва якими - або нижчестоящими підрозділами, а лише допомагають відповідному керівникові у виконанні окремих функцій, насамперед , функцій стратегічного планування й аналізу. В іншому ця структура відповідає лінійній.



Рис. 1.14 - Лінійно-штабна структура керування організацією

Переваги лінійно - штабної структури:

- більш глибоке, ніж у лінійної, пророблення стратегічних питань;

- деяке розвантаження вищих керівників;
- можливість залучення зовнішніх консультантів і експертів;
- при наділенні штабних підрозділів правами функціонального керівництва така структура - гарний перший крок до більш ефективних органічних структур керування.

Недоліки лінійно - штабної структури:

- недостатньо чіткий розподіл відповідальності, тому що особи, що готують рішення, не беруть участь у його виконанні;
- тенденції до надмірної централізації керування;
- аналогічні лінійній структурі, частково - в ослабленому виді.

Висновок: лінійно - штабна структура може бути гарним проміжним щаблем при переході від лінійної структури до більш ефективної. Структура дозволяє в обмежених межах втілювати ідеї сучасної філософії якості.

Дивізійна структура керування. Вже до кінця 20-х років була зрозуміла необхідність нових підходів до організації керування, пов'язана з різким збільшенням розмірів підприємств, диверсифікованістю їхньої діяльності, ускладненням технологічних процесів в умовах динамічно мінливого оточення.

У зв'язку із цим почали виникати дивізійні структури керування, насамперед у великих корпораціях, які стали надавати певну самостійність своїм виробничим підрозділам, залишаючи за керівництвом корпорації стратегію розвитку, науково - дослідницькі розробки, фінансову і інвестиційну політику і т.п. В цьому типі структур зроблена спроба сполучити централізовану координацію й контроль діяльності з децентралізованим керуванням. Пік впровадження дивізійних структур керування довівся на 60 - 70-і роки.

Ключовими фігурами в керуванні організаціями з дивізійною структурою є вже не керівники функціональних підрозділів, а менеджери, що очолюють виробничі відділення (дивізіони). Структуризація по дивізіонах, як правило, робиться по одному із критеріїв: по виробленій продукції (виробам або послугам) - продуктова спеціалізація; по орієнтації на певні групи споживачів - споживча спеціалізація; по обслуговуючим територіям - регіональна спеціалізація. В нашій країні аналогічні структури керування широко впроваджувалися, починаючи з 60-х років у

формі створення виробничих об'єднань. Дивізіонна структура керування наведена на рис.1.15.



Рис.1.15 - Дивізіонна структура керування

Переваги дивізіонної структури:

- вона забезпечує керування багатопрофільними підприємствами із загальною чисельністю співробітників порядку сотень тисяч і територіально віддаленими підрозділами;
- забезпечує більшу гнучкість і більш швидку реакцію на зміни в оточенні підприємства в порівнянні з лінійною і лінійно - штабною;
- при розширенні границь самостійності відділень вони стають центрами одержання прибутку, активно працюючи по підвищенні ефективності і якості виробництва;
- більш тісний зв'язок виробництва зі споживачами.

Недоліки дивізіонної структури:

- велика кількість "поверхів" управлінської вертикалі; між робітниками і керуючим виробництвом підрозділу - 3 і більше рівні керування, між робітниками й керівництвом компанії - 5 і більше;
- роз'єднаність штабних структур відділень від штабів компанії;

- основні зв'язки - вертикальні, тому залишаються загальні для ієрархічних структур недоліки - тяганина, перевантаженість керівників, погана взаємодія при рішенні питань, суміжних для підрозділів і т.д.;
- дублювання функцій на різних "поверхах" і як наслідок - дуже високі витрати на утримання управлінської структури;
- у відділеннях, як правило, зберігається лінійна або лінійно – штабна структура з усіма їхніми недоліками.

Висновок: переваги дивізіонних структур переважають їхні недоліки тільки в періоди досить стабільного існування. При даній структурі можливо втілити більшу частину ідей сучасної філософії якості.

Органічний тип структур керування. Органічні або адаптивні структури керування стали розвиватися приблизно з кінця 70-х років, коли, з одного боку, створення міжнародного ринку товарів і послуг різко загостило конкуренцію серед підприємств і життя зажадало від підприємств високої ефективності, якості роботи й швидкої реакції на динамічні зміни, що відбуваються в суспільстві, яким структури керування ієрархічного типу цим умовам перестали відповідати. Головною властивістю управлінських структур органічного типу є їхня здатність змінювати свою форму, пристосовуючись до умов, що змінюються. Різновидами структур цього типу є проектні, матричні (програмно-цільові), бригадні форми структур. При впровадженні цих структур необхідно одночасно змінювати й взаємини між підрозділами підприємства. Якщо ж зберігати систему планування, контролю, розподілу ресурсів, стиль керівництва, методи мотивації персоналу, не підтримувати прагнення працівників до саморозвитку, результати впровадження таких структур можуть бути негативними.

4.2. Структура управління системою газопостачання регіону

Відкрите акціонерне товариство ВАТ одна з найважливіших ланок у господарському комплексі області.

Головним завданням підприємства є безперебійне та безаварійне газопостачання населення й комунально-побутових споживачів області, а також транспортування газу на промислові потреби

4.3. Основні функції управління системою газопостачання регіону

Основними функціями є:

Розробка основних напрямків і перспектив розвитку газового господарства регіону, структурної і інвестиційної політики й забезпечення їх реалізації.

Розробка проектно-кошторисної документації на газифікацію комунально-побутових об'єктів, населених пунктів області, житлових будинків, установку лічильників, заміну й перенос газових приладів і устаткування, на захист газопроводів від корозії.

Прийом від постачальників і реалізація газу.

Виконання робіт з будівництва, реконструкції і технічного переозброєння систем газопостачання природним і зрідженим газом і споруд на них.

Пуско-налагоджувальні роботи на об'єктах газового господарства, технічний нагляд за їхнім будівництвом і експлуатацією систем газопостачання.

Безаварійна експлуатація систем газопостачання природним і зрідженим газом.

Забезпечення безпечних умов праці.

Для виконання перерахованих функцій створена структура управління, що наведена на рис. 1.16.

Виробниче управління.

Склад:

1. Виробничий відділ.
2. Відділ електрохімзахисту і приладового обстеження.
3. Відділ головного зварника.

Виробничий відділ.

Основними завданнями виробничого відділу є:

1. Організація забезпечення безпечної і безаварійної експлуатації систем газопостачання.

2. Розвиток систем газопостачання.

Згідно основних завдань відділ забезпечує:

1. Розробку річних, квартальних, місячних планів і графіків потокового й капітального ремонту газопроводів і споруд на них, технічного обслуговування й обстеження (технічний огляд) систем газопостачання та споруд на них.
2. Аналіз виробничо-експлуатаційної діяльності філій і розробку пропозицій по проведенню єдиної технічної політики.

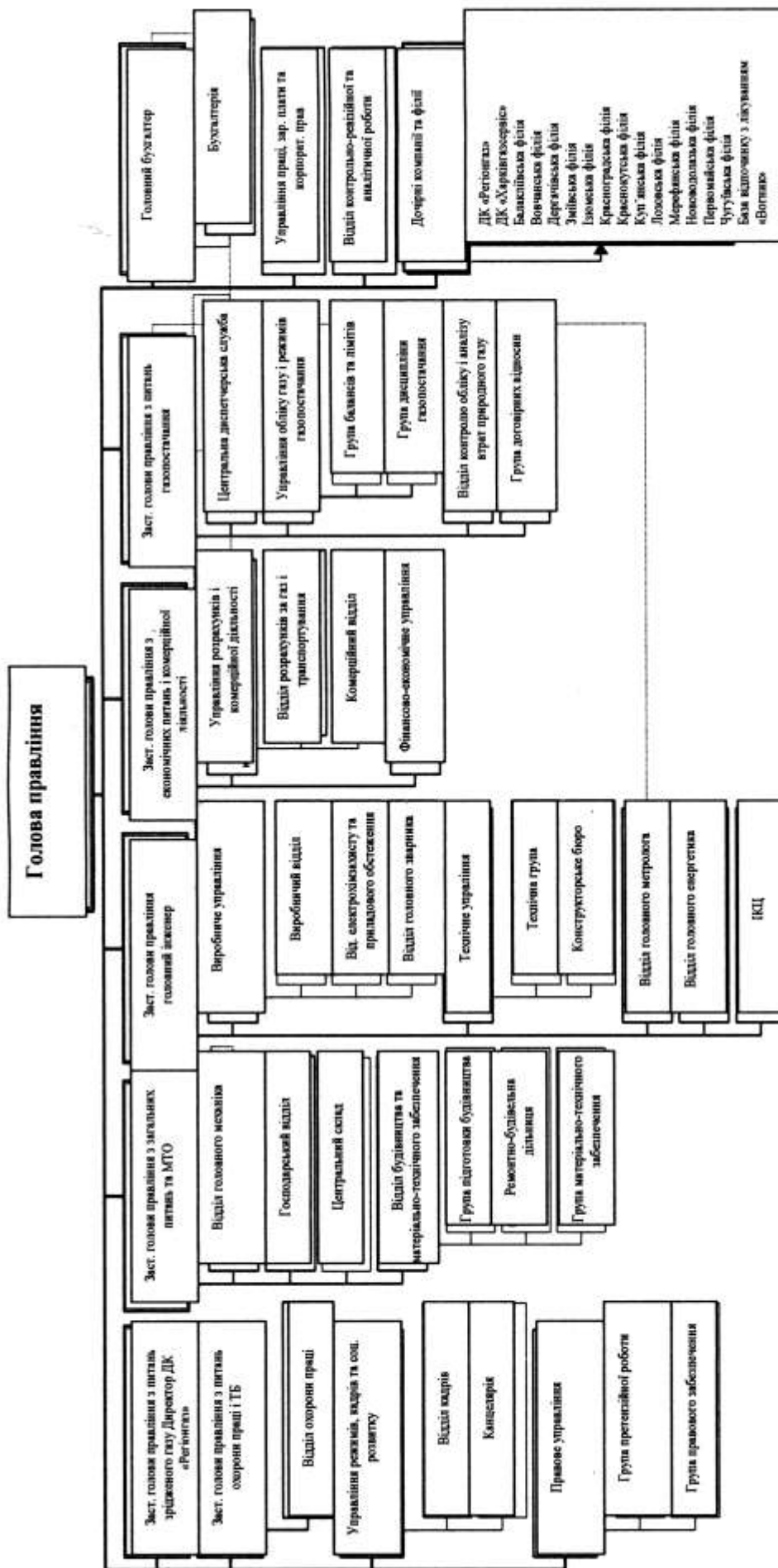


Рис. 1.16 – Структура управління ВАТ

3. Аналіз аварій і нещасних випадків при користуванні газовими приладами, розробка заходів, спрямованих на їх попередження.
4. Розробка організаційно-технічних заходів, спрямованих на підвищення безпеки експлуатації систем газопостачання, своєчасну і якісну підготовку газового господарства до роботи в осінньо-зимовий період.

Відділ електрохімічного захисту і приладового обстеження.

I. Група електрохімічного захисту відділу.

1. Основними цілями і завданнями групи ЕХЗ є забезпечення захисту газопроводів від електрохімічної корозії, підтримка заданого поляризаційного потенціалу в рамках регламентованих ДСТУ, впровадження сучасних методик проведення робіт, використання матеріалів, контрольовано-вимірювальних приладів.
2. Видача проектним організаціям технічних умов на проектування захисту підземних газопроводів від електрохімічної корозії.
3. Виконання будівельно-монтажних робіт з оснащення електрохімічного захисту газопроводів.

II. Лабораторія контролю якості захисного покриття газопроводів.

1. Проведення випробувань ізоляції діючих газопроводів і тих, які будуються від електрохімічної корозії.
2. Впровадження прогресивної технології випробувань захисту підземних газопроводів.

III. Приладова група лабораторії контролю якості захисного покриття

1. Виконує технічне обстеження газопроводів приладовим методом.
2. Проводить оцінку технічного стану газопроводів.
3. Аналізує причини виникнення дефектів.
4. Вживає заходів з ремонту захисного покриття і попередженню подальшого руйнування підземних сталевих газопроводів.

Відділ головного зварника.

1. Забезпечення високої якості монтажних-зварювальних робіт.
2. Забезпечення контролю за якістю зварювальних робіт при будівництві і реконструкції газопроводів, трубопроводів згідно ДНАОП, ДБН і інших державних стандартів.

3. Організувати контроль якості зварених з'єднань газопроводів і емкостей, що працюють під тиском фізичними і руйнівними методами контролю.

Технічне управління.

Склад:

1. Технічна група
2. Конструкторське бюро

Технічна група:

1. Перспективне планування проектування і будівництва магістральних газопроводів - відгалужень і АГРС і газифікації населених пунктів області.
2. Участь у розрахунках потреб підприємства в оснащенні, підготовці заявок на запчастини, оснащення, нову техніку й т.д.
3. Підготовку, видачу й узгодження технічних умов на проектування систем газопостачання нових населених пунктів і паливно-споживаючих установок.
4. Організацію і проведення пропаганди з безпечного користування газом у побуті за допомогою печатки, радіо і телебачення.

Конструкторське бюро:

1. Розробка проектно-кошторисної документації на реконструкцію, капітальний і поточний ремонт окремих об'єктів газопостачання, електропостачання, електрохімічного захисту від блискавки.
2. Виконання проектних робіт з газифікації.

Відділ головного метролога.

Проводить роботи з метрологічного забезпечення виробництва. У структуру відділу метрології входять:

1. Лабораторія по дослідженню якості газу.
2. Лабораторія по калібруванню і ремонту СІ тиску.
3. Лабораторія по перевірці газових побутових лічильників.
4. Лабораторія по метрологічному забезпеченню автотранспорту.
5. Лабораторія по перевірці промислових газових лічильників.

1. Лабораторія по дослідженню якості газу.

Загальні завдання і функції.

1. Виконує роботи з дослідження якості зрідженого газу, що постав- ляється різними постачальниками, з метою перевірки відповідності якості газу вимогам ГОСТ 20448-90.

2. Лабораторія виконує роботи з дослідження якості природного газу на наявність у ньому одоранту й вологи, видає філіям протоколи за результатами досліджень.

2. Лабораторія по ремонту й калібруванню СІ.

Загальні завдання і функції.

1. Виконує роботи з ремонту й калібрування СІ тиску (манометрів, напоромірів), які використовуються на об'єктах газопостачання.

2. За результатами ремонту й калібрування СІ тиску лабораторія видає у філії протоколи про стан засобів вимірів і строках чергового калібрування.

3. Лабораторія по перевірці газових побутових лічильників.

Загальні завдання.

1. В лабораторії виконуються роботи з перевірки газових побутових лічильників, для яких минув строк міжповірного інтервалу (5років), здійснює вхідний контроль побутових лічильників для філій, перевірку лічильників від населення, визначення величини погрішності побутових газових лічильників робиться за ДСТУ 3336-96.

4. Лабораторія по метрологічному забезпеченню автотранспорту.

Загальні завдання.

1. У лабораторії виконуються роботи з ремонту й перевірки спідометрів автомобілів, а також визначення % вмісту у вихлопних газах автомобілів С і СП.

5. Лабораторія по перевірці промислових газових лічильників.

Загальні завдання.

1. У лабораторії виконуються роботи із профілактики, ремонту, а також перевірки промислових газових лічильників типу РГ, класу 1,5.

Відділ головного енергетика.

1. Організовує технічно правильну експлуатацію й своєчасний ремонт електротехнічного устаткування.

2. Здійснює нагляд за експлуатацією електроустаткування у відповідності з ПУЕ.

3. Впровадження енергозберігаючих технологій, організації робіт з енергопостачання.

4. Обслуговування й ремонт засобів радіозв'язку (лабораторія).

Інформаційно-комп'ютерний центр.

1. Розробка й впровадження програмного забезпечення для рішення завдань, що стоять перед акціонерним товариством.

2. Супровід і вдосконалення програмного забезпечення функціонуючого в структурних підрозділах акціонерного товариства.

3. Підтримка в справному стані засобів комп'ютерної й офісної техніки, а також засобів зв'язку.

4. Розробка й впровадження сучасних інформаційних технологій обробки даних.

5. Навчання персоналу акціонерного товариства роботі на засобах комп'ютерної, офісної техніки й програмному забезпеченні.

6. Визначення політики й впровадження перспективних комп'ютерних систем і інформаційних технологій.

Центральна аварійно-диспетчерська служба.

1. Забезпечення постійного контролю за дотриманням лімітної дисципліни споживачами, аналіз отриманої інформації й прийняття оперативних заходів щодо недопущення понадлімітного відбору природного газу.

2. Забезпечення контролю за режимами систем газопостачання через АДС філій і у взаємодії з диспетчерськими службами магістральних газопроводів.

3. Координація робіт з попередження, локалізації й ліквідації аварій у газовому господарстві, при необхідності разом з АДС філій ВАТ прийняття участі в локалізації й ліквідації аварій, і робіт пов'язаних з відновленням нормального газопостачання.

4. Здійснює оперативне керування роботою диспетчерів філій ВАТ.

Управління обліку газу й режимів газопостачання.

1. Забезпечення природним газом споживачів області в межах встановлених лімітів.

2. Підготовка й узгодження планових і заявлених обсягів природного газу для укладання договорів на транспортування й постачання.

3. Контроль і прийняття заходів щодо дотримання дисципліни газопостачання.

Група балансів і лімітів

1. Організація й забезпечення виконання робіт з формування планових показників газопостачання.
2. Забезпечувати формування лімітів постачання природного газу споживачам.

Група дисципліни газопостачання

1. Забезпечує оперативний контроль за дисципліною відпуску газу споживачам.
2. Надання доручень до філій на відключення споживачів і дотримання лімітної дисципліни.

Відділ будівництва й матеріально-технічного забезпечення.

1. Складає проекти перспективних і річних планів капітального будівництва й готує їх на узгодження в керівництва.
2. Контролює хід будівництва й виконання підрядниками графіків. Веде облік виконання будівельно-монтажних робіт.
3. Здійснює контроль за виконанням місячних, квартальних і річних планів освоєння капіталовкладень, виконання будівельно-монтажних робіт.

Управління розрахунків і комерційної діяльності.

1. Організація оперативного й фактичного обліку розрахунків за природний газ і послуги з його транспортування.
2. Організація комерційної роботи для зменшення заборгованості споживачів всіх форм власності шляхом здійснення товарних схем розрахунків і продажу ТМЦ.
3. Організація й забезпечення обліку розрахунків за реалізований природний газ і послуги із транспортування зі споживачами всіх форм власності.
4. Координує діяльність служб розрахунків у філіях Товариства.

Відділ розрахунків за газ і транспортування.

1. Організація оперативного й фактичного обліку розрахунків за природний газ і послуги з його транспортування, контроль вірогідності даних на місцях.
2. Контроль за своєчасним і достовірним проведенням філіями Товариства взаєморозрахунків зі споживачами за надані послуги із транспортування природного газу.

3. Ведення оперативного обліку по розрахунках за природний газ і надані послуги із транспортування природного газу.

Фінансово-економічне управління.

1. Керівництво роботою з економічного планування діяльності підприємства.
2. Організація комплексного економічного аналізу діяльності підприємства й участь у розробці заходів щодо ефективного використання виробничих потужностей, матеріальних і трудових ресурсів.
3. Здійснює контроль за виконанням структурними підрозділами завдань, розроблених фінансово - економічним управлінням.
4. Готує економічно обгрунтовані ціни на послуги.
5. Розробляє перспективні й річні плани господарської діяльності підприємства, вивчає й поширює передовий досвід фінансово - економічної роботи серед структурних підрозділів.

Бухгалтерія.

1. Облік фінансово-господарської діяльності підприємства, організація податкового обліку й звітності.
2. Здійснення контролю за збереженням власності й витратами коштів і використанням матеріальних цінностей.
3. Організація обліку основних фондів, матеріалів, коштів і інших цінностей підприємства виконання кошторису витрат.
4. Організація розрахунків із заробітної плати із працівниками підприємства.
5. Складання балансів і бухгалтерської звітності.
6. Забезпечення суворого дотримання касової й розрахункової дисципліни.

Управління праці, заробітної плати й корпоративних прав

1. Організація праці й заробітної плати, результативність використання трудових ресурсів і правильність витрати фонду оплати праці в області нормування праці.
2. Розробка й втілення норм витрат праці на всіх ланках виробництва.
3. Забезпечення підрозділів підприємства нормативними матеріалами з праці.
4. Організація й проведення систематичного вивчення використання робочого часу всіма категоріями робітників.

Управління режимів, кадрів і соціального розвитку

1. Комплектування кадрами згідно з вимогам передбаченими посадовими інструкціями. Облік особового складу.
2. Оформлення прийому, переміщення й звільнення робітників згідно із трудовим законодавством, положеннями, інструкціями й наказами.
3. Організація підготовки й підвищення кваліфікації фахівців і робочих підприємств.
4. Контроль за дотриманням внутрішнього розпорядку і трудової дисципліни.
5. Ведення трудових книжок працівників, видача довідок про трудову діяльність працівників.
6. Оформляти пенсії працівникам головного підприємства по досягненню пенсійного віку згідно із чинним законодавством.

Правове управління

1. Організовує й забезпечує правильне виконання актів законодавства, інших нормативних актів і документів надає керівництву пропозиції за рішенням правових питань виробничої, економічної й соціальної діяльності.
2. Організує претензійну й веде позовну роботу, представляє у встановленому законодавством порядку інтереси акціонерного товариства в судах, інших органах при розгляді правових питань і спорів.
3. Сприяє законності в реалізації прав трудового колективу при розгляді питань виробничого характеру й соціального розвитку.
4. Організує й проводить роботу з підвищення рівня правових знань працівників.

Служба охорони праці

1. Згідно Закону України "Про охорону праці", типовим положенням про службу охорони праці, служба організує виконання правових, організаційно-технічних, санітарно-гігієнічних, соціально-економічних і лікувально-профілактичних заходів, спрямованих на запобігання нещасним випадкам, професійним захворюванням і аваріям у процесі праці.
2. Працівники служби охорони праці у своїй діяльності керуються законодавством про працю, нормативними актами з охорони праці й Положенням про службу охорони праці.

3. Обробляє ефективну цілісну систему керування охороною праці, сприяє вдосконаленню діяльності в цьому напрямку кожного працівника.
4. Проводить оперативно-методичне керівництво роботою з охорони праці.
5. Становить комплексні заходи щодо досягнення встановлених нормативів безпеки, гігієни праці й виробничого середовища, а також розділ "Охорона праці" у колективному договорі.
6. Проводить для працівників вступний інструктаж з питань охорони праці.
7. Розслідують нещасні випадки й аварії, оперативно контролюють стан охорони праці й забезпечення безпеки дорожнього руху.
8. Сприяє впровадженню у виробництво досягнень науки й техніки, у тому числі ергономіки, прогресивних технологій, сучасних способів колективного й індивідуального захисту працюючих.
9. Розглядає листи, заяви й скарги працюючих але з питань охорони праці.
10. Розглядає факти наявності виробничих ситуацій, небезпечних для життя або здоров'я працівників або для людей, що їх оточують, і навколишнього природного середовища, у випадку відмови із цих причин працівників від виконання дорученої їм роботи.

Контрольні питання

1. Назвіть основні недоліки й переваги лінійної структури.
2. Дайте характеристику лінійно-штабній структурі.
3. Назвіть переваги й недоліки дивізійної структури.
4. Охарактеризуйте регіональну систему газопостачання.
5. Назвіть основні функції керування газовим господарством регіону.
6. Охарактеризуйте структуру управління ВАТ.

ТЕМА 5. СТРУКТУРА УПРАВЛІННЯ ФІЛІЄЮ ТА ДІЛЬНИЦЕЮ, ЇХ ОСНОВНІ ФУНКЦІЇ І ПІДСИСТЕМА ПОСТАЧАННЯ ПРИРОДНИМ ГАЗОМ

5.1. Структура керування філією та дільницею, їх основні функції

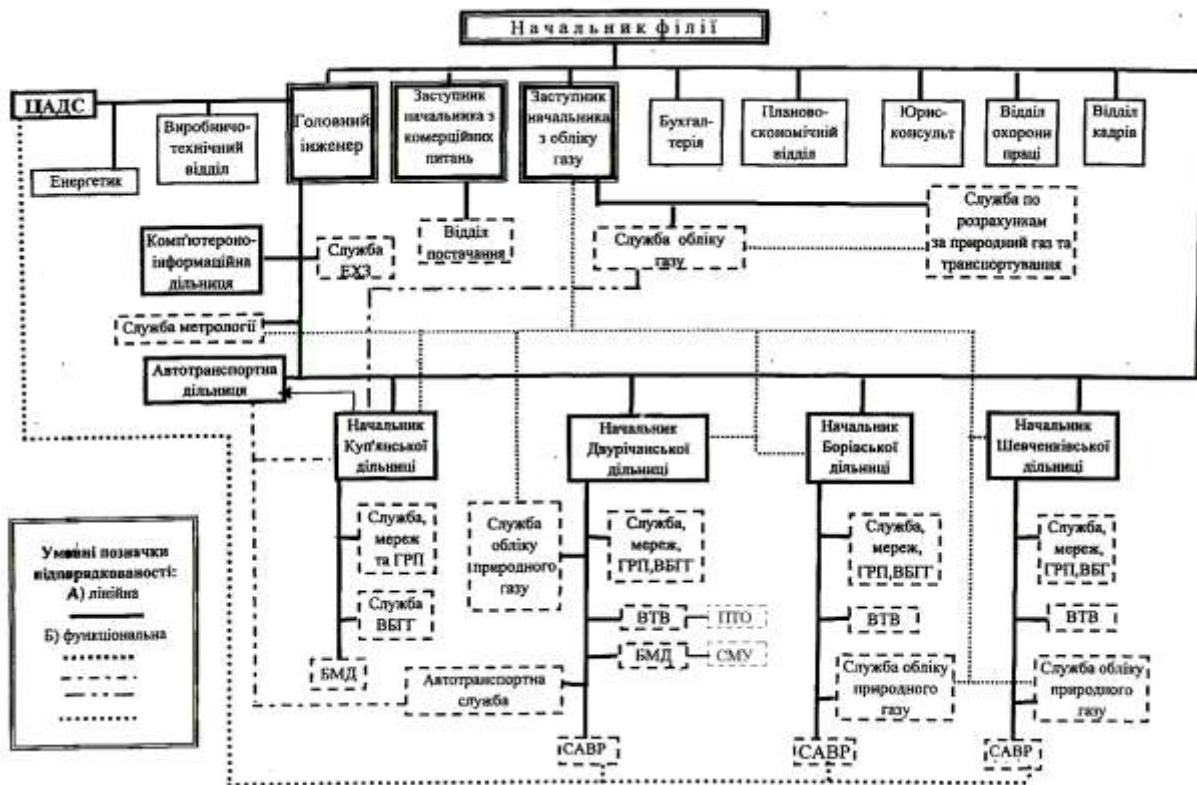


Рис. 1.17 - Структура управління філії



Рис. 1.18 - Структура дільниці філії

Основні функції філії:

1. Отримання від постачальників газу й безперебійне забезпечення природним і зрідженим газом підприємств всіх форм власності й населення Харківської області;
2. Транзит газу;
3. Вдосконалення й розвиток систем газопостачання, підвищення надійності, ефективності й безпеки її функціонування;
4. Пусконаладжувальні роботи на газифікованих об'єктах газового господарства, технічний нагляд за їх будівництвом і експлуатацією систем газопостачання;
5. Виконання підрядних робіт з газифікації об'єктів і систем газопостачання;
6. Надання послуг з ремонту, експлуатації газового устаткування різноманітним юридичним і фізичним особам;
7. Придбання, реалізація й установка лічильників газу;
8. Створення пунктів реалізації лічильників газу, монтажних комплектуючих частин, ділянок з ремонту лічильників;
9. Ремонт, перевірка і держпівірка контрольно-вимірювальних приладів і лічильників газу;
10. Проведення діагностики устаткування;
11. Розробка технічної документації, відповідно до діючих нормативів;
12. Інженерні геологічні та геодезичні роботи для проектування газових систем;
13. Проектування газифікації житлових будинків, комунально-побутових об'єктів і промислових підприємств;
14. Виконання робіт, пов'язаних з фізичним методом контролю зварних стиків на газопроводах, ємностях, що працюють під тиском (зріджений газ);
15. Контроль ізолюваного покриття на газопроводах, спорудженнях і підземних резервуарах, контроль технології ізолюваних робіт у базових або заводських умовах;
16. Виконання проектування будівельно-монтажних робіт і пусконаладжувальних робіт способів захисту газопроводів від корозії;

17. Виконання робіт з технічної експертизи та діагностики на газопроводах, спорудах на них і ємностях під тиском;
18. Перевірка якості газу (ДОСТ, устаткування й т.п.);
19. Технічне обслуговування і ремонт газопроводів і споруд на них (природний і зріджений газ), газонаповнювальних станцій, газонаповнювальних пунктів, внутрішньобудинкового газового устаткування;
20. Виконання інженерно-дослідницьких, топографо-геодезичних і кадастрових робіт;
21. Організація робіт з контролю за будівництвом систем газопостачання, якості газу й систем газопостачання;
22. Організація метрологічного забезпечення газової сфери;
23. Підготовка й перепідготовка необхідних фахівців і їх атестація.

Аварійно-диспетчерська служба (АДС)

Є виробничою одиницею філії і у своїй роботі керується "Правилами безпеки систем газопостачання України", наказами вищестоящих організацій і інших нормативних документів.

Основними завданнями АДС є:

- підтримка режимів роботи систем газопостачання;
- виконання робіт із запобігання та локалізації аварій на об'єктах газопостачання;
- аварійні роботи в системах газопостачання підприємств, організацій і установ міністерств і відомств.

Функції АДС:

1. Відключення окремих ділянок систем газопостачання або зниження тиску в них (при виконання ремонтних робіт, при аваріях на газопроводах).
2. Розробка плану локалізації та ліквідації аварій, його систематичне вдосконалення.
3. Участь у розробці плану взаємодії служб різних відомств по запобіганню та локалізації аварій.
4. Проведення контрольних викликів разом із представниками відомчих служб відповідно до плану взаємодії різних відомств по запобіганню та локалізації аварій не рідше 1-го разу на рік.
5. Цілодобовий прийом заявок про несправності елементів систем газопостачання (газопроводів, арматури, приладів і т.д).

6. Виконання аварійних заявок, тобто провадження робіт по запобіганню та локалізації аварій, а т.ч. заявок, що надходять від районних експлуатаційних ділянок, персонал яких виконує основний обсяг аварійно-диспетчерських робіт у сільській місцевості.
7. Облік і аналіз заявок на несправність елементів систем газопостачання, розробка пропозицій, спрямованих на їх скорочення.
8. Оформлення технічних актів на аварії й нещасні випадки.
9. Інструктаж населення та інших споживачів газу про необхідність негайної інформації АДС про несправності, що з'явилися, елементів системи газопостачання й при виявленні запаху газу.
10. Координація робіт, виконуваних разом з персоналом районних експлуатаційних ділянок, по прийому й виконанню аварійних заявок, що надходять від населення та інших споживачів газу, розташованих у зоні діяльності газового господарства відповідно до плану локалізації й ліквідації аварій.

Відповідальність працівників служби

Працівники аварійно-диспетчерської служби відповідають за :

- чітку й безперебійну роботу;
- знання й строге дотримання працівниками служби посадових інструкцій по охороні праці, правил безпеки систем газопостачання України;
- організацію і якісне виконання робіт з ліквідації витоків газу;
- дотримання трудової й виробничої дисципліни персоналом служби;
- виконання правил протипожежної безпеки, охорони праці.

Служба по обслуговуванню й експлуатації ГРП, ШРП і ГРУ

Служба є структурним підрозділом філії й перебуває в безпосереднім підпорядкуванні головного інженера філії;

В своїй діяльності служба керується "Правилами безпеки систем газопостачання України", "Правилами технічної експлуатації", наказами, СНиП та ДБН.

Основні завдання служби:

- Забезпечення безперебійного і безаварійного газопостачання споживачів;
- Організація й виконання ремонтних, монтажних і газонебезпечних робіт в строгій відповідності з існуючими Правилами, СНиП та ДБН;

- Дотримання охорони праці й протипожежної безпеки.

Функції служби:

- Забезпечувати безперебійне газопостачання споживачів;
- Виконує поточний ремонт, технічне обслуговування устаткування ГРП (ГРУ), ШРП і перевірку параметрів спрацьовування ПСК і ПЗК;
- Технічний огляд об'єктів газопостачання;
- Забезпечує технічний нагляд за будівництвом об'єктів газопостачання з метою забезпечення якості будівництва;
- Проводить технічне навчання працівників служби.
- Робить сезонне включення й відключення опалювальних приладів на ГРП із наступним виконанням СТО.
- Робить перевірку контрольно-вимірювальних приладів у встановлені правилами й затверджені графіками строки.

**Служба експлуатації газопроводів, споруд на них,
дворових введів і ВБГО**

Загальні положення:

- У своїй діяльності служба керується чинним законодавством, нормативними документами, наказами й інструкціями вищестоящих організацій, Правилами безпеки систем газопостачання України, СНиП, ДБН.
- Служба здійснює свою роботу відповідно до перспективних і поточних планів, затвердженими головним інженером, і проводить її відповідно з іншими структурними підрозділами.

Основні завдання служби:

- Забезпечення безпечного й безаварійного постачання природним газом всіх споживачів.
- Організація виконання робіт і розробка планів експлуатаційної діяльності, спрямованих на забезпечення безпеки й безаварійної експлуатації газового господарства.
- Організація й виконання ремонтних, монтажних, газонебезпечних робіт у строгій відповідності з діючими "Правилами безпеки систем газопостачання України" і СНиП, ДБН.
- Організація й забезпечення безпечної й безаварійної експлуатації підземних надземних газопроводів і споруд на них, внутрішньобудинко-

вих газопроводів і внутрішньобудинкового газового устаткування житлових будинків, підприємств комунально-побутового призначення.

Функції служби:

- Складання річних, місячних планів, графіків по виконанню планового технічного й експлуатаційного обслуговування внутрішньобудинкових систем газопостачання.
- Виконання робіт із приєднання новоспоруджених, капітально відремонтованих і реконструйованих газопроводів до діючих і пуску газу;
- Проведення робіт з ліквідації закупорок аварій на газопроводах і споруд на них.
- Організація й проведення газонебезпечних робіт з видачею нарядів-допуску й ведення журналу реєстрації нарядів на виробництво газонебезпечних робіт відповідно до наказу по філії.
- Виконання планового й позапланового технічного обслуговування, сезонного технічного обслуговування внутрішньобудинкових газопроводів і газового устаткування житлових будинків, суспільних будинків і підприємств побутового та комунального призначення.
- Здійснення технічного нагляду за будівництвом мереж і споруд на них внутрішньобудинкових газопроводів і монтажем газового устаткування на об'єктах газопостачання.
- Участь у комісії із приймання в експлуатацію закінчених будівництвом об'єктів газопостачання.
- Контролює стан газового устаткування й газопроводів промислових, комунально-побутових об'єктів, закріплених за службою, відповідність їх "Правилам безпеки систем газопостачання України".
- Видача дозволу на проведення земляних робіт поблизу діючих газопроводів і споруд на них.
- Розробку та здійснення заходів щодо охорони праці й протипожежної безпеки при виконанні робіт.

Права служби:

- Вимагати надання відповідних документів, інформації від організацій і населення, що споживають природний газ у закріпленій за службою ділянці.

- Складати акти приписання й листи на керівників підприємств, власників домоволодінь і газифікованих об'єктів, не виконуючих або порушуючих вимоги "Правил безпеки систем газопостачання України" і СНиП, ДБН.
- За узгодженням з керівництвом філії робити відключення споживачів від системи газопостачання у випадку порушення вимог ПБСГУ, ДБН і дебіторську заборгованість.

Призначення та основні функції дільниці газопостачання

1. Дільниця газопостачання є структурним підрозділом філії і перебуває в безпосереднім підпорядкуванні начальника філії, методичному керуванні головного інженера філії, заступника начальника з питань газопостачання, заступника начальника з економічних питань і комерційної діяльності.
2. Дільниця газопостачання очолюється начальником, що призначається і звільняється з посади начальником філії за узгодженням із правлінням ВАТ.
3. Структура й чисельність працівників дільниці визначається штатним розкладом філії, що затверджується Наглядовою радою ВАТ.
4. У своїй діяльності дільниця газопостачання керується чинним законодавством, наказами, розпорядженнями й вказівками філії ВАТ і вищих організацій, законом України "Про охорону праці", Правилами безпеки систем газопостачання України.

Основні завдання дільниці газопостачання:

1. Забезпечення безпечного й безперебійного постачання природного газу підприємствам, організаціям і населенню у відповідності до укладених договорів і обсягах виділених ресурсів.
2. Забезпечення повноти розрахунків споживачів за спожитий природний газ і його транспортування.
3. Забезпечення обліку природного газу всіх категорій споживачів у відповідності до діючих нормативних документів.
4. Здійснення заходів щодо недопущення комерційних втрат природного газу й достовірного обліку технологічних втрат.
5. Виконання запланованих заходів щодо поліпшення умов праці й забезпечення його безпеки.

6. Виконання робіт з розвитку й удосконалення систем газопостачання.
7. Виконання інших видів діяльності з метою одержання доходу.

Функції дільниці газопостачання:

1. Розробка проектної документації на газифікацію житлових будинків відповідно до діючих нормативів.
2. Технічний нагляд за будівництвом газопроводів і споруд на них.
3. Узгодження дозволів на проведення земляних робіт поблизу діючих газопроводів і споруд на них.
4. Участь у роботі комісії філії по прийому до експлуатації газопроводів.
5. Здійснення пуску газу в газопроводи, внутрішньобудинкове газове устаткування, котельні й комунально-побутові об'єкти, проведення пусконаладжувальних робіт.
6. Виконання монтажних робіт з газифікації об'єктів і систем газопостачання.
7. Будівництво, ремонт і очищення димових і вентиляційних каналів.
8. Ведення архіву виконавчо-технічної документації.
9. Організація пропаганди безпечного використання газу в побуті й навчання населення правилам користування газовими приладами.
10. Організація раціоналізаторської роботи.
11. Обслуговування й ремонт газопроводів і споруд на них.
12. Своєчасне технічне обслуговування і ремонт внутрішньобудинкового газового устаткування й оснащення комунально-побутових об'єктів.
13. Забезпечення правильності ведення технічної документації при експлуатації та ремонті.
14. Виконання планів локалізації і ліквідації можливих аварій у системах газопостачання.
15. Організація й проведення тренувальних навчань.
16. Організація роботи аварійно-відновлювальної служби.
17. Прийом і виконання аварійних заявок і заявок про несправності елементів систем газопостачання цілодобово, включаючи вихідні й святкові дні.
18. Виявлення й усунення аварійних ситуацій у системах газопостачання.
19. Здійснення зв'язку з газорозподільними станціями (ГРС) по прийому газу й забезпеченню його транспортування до споживачів.

20. Виконання регулювання режимів роботи газових мереж у відповідності до нормативних документів.
21. Контроль споживання природного газу споживачами відповідно до виділених добових і місячних лімітів.
22. Відключення споживачів у випадку порушення ними лімітної дисципліни, несвоєчасності розрахунків за природний газ і послуг з його транспортування, порушення "Правил безпеки систем газопостачання України".
23. Контроль за комерційними вузлами обліку газу споживачів, щодо відповідності їх вимогам діючих норм.
24. Виконання робіт з недопущення наднормативних втрат природного газу.
25. Забезпечення своєчасних і в повному обсязі розрахунків споживачів за природний газ і його транспортування.
26. Виконання робіт з установки в споживачів приладів обліку газу.
27. Організація робіт із прийому споживачів газу.

Структурна схема дільниці наведена на рис.1.19.



Рис.1.19 - Структурна схема дільниці

5.2. Структура типової системи регіонального газопостачання

Сучасні системи газопостачання природним газом міст, областей, селищ і промислових підприємств являють собою складний взаємозалеж-

ний комплекс газопроводів різних тисків, газорозподільних станцій (ГРС), проміжних регуляторних пунктів (ПРП), газорегуляторних пунктів (ГРП) і установок (ГРУ). Крім цього система включає устаткування мереж, систему очищення та одоризації газу, систему зв'язку і телекерування, апаратуру обліку споживання природного газу (промислових і побутових газових лічильників).

Система газопостачання повинна забезпечувати безперебійну подачу газу споживачам, бути безпечною в експлуатації, надлишковою, тобто передбачати можливість відключення окремих її елементів з метою профілактики або в аварійних ситуаціях.

У даний час однією з найважливіших проблем є установка побутових газових лічильників для населення із стовідсотковим охопленням всіх абонентів.

Основним елементом систем газопостачання є газові мережі, які класифікують за певними ознаками.

Тиск газу в газопроводі залежить від призначення останнього:

- низький тиск до 5000 Па ($0,05 \text{ кгс/см}^2$), що забезпечує подачу газу комунально-побутовій групі споживачів (житло, дрібні комунальні підприємства й т.ін.).
- середній тиск від 0,05 до 3 кгс/см^2 – забезпечує подачу газу через ГРП на крупні промислові підприємства;
- високий тиск від 3 до 12 кгс/см^2 – забезпечує подачу газу через ГРП на підприємства, технологічні процеси яких вимагають застосування газу такого тиску.

Тиск газу вимірюють в різних одиницях; найбільш розповсюджене вимірювання в Па, Бар, кгс/см^2 , атм. і т.д.

У газових розподільних мережах населеного пункту може бути один тип тиску (наприклад, низький тиск), або кілька типів - середній і низький тиск, високий і низький і т.п. Залежно від цього розрізняють наступні системи розподілу газу:

- одноступінчаста, при якій розподіл і подача газу споживачам здійснюються тільки під одним тиском;
- двоступінчаста, що передбачає подачу газу від загальноміських ГРС до ГРП по газопроводах високого або середнього тиску, а від районних ГРП до споживачів по газопроводах низького тиску;

- триступінчата (багатоступенева), що поєднує в собі газопроводи високого, середнього і низького тисків. Високий тиск звичайно використовують для забезпечення газопроводів середнього тиску через головні ПРП, а також, як було сказано вище, для подачі газу великим промисловим підприємствам.

Крім зазначених основних систем, можлива і їхня комбінація.

Система газопостачання (рис. 1.20) являє собою багатоступеневу (ієрархічну) структуру, що має розподільну мережу тієї чи іншої складності на кожному рівні ієрархії. Рівні зв'язані між собою регуляторами тиску газу (ГРС, ПРП, ГРП), що забезпечують заданий режим у розподільній мережі нижнього рівня.

Аналіз складу споживачів за їхньою належністю до рівнів ієрархії показує, що з розподільних мереж верхніх рівнів (1-го, 2-го) споживають газ найбільш великі з них (промислові підприємства, ТЕЦ та ін.). Розподільні мережі низького тиску (3-й рівень) забезпечують в основному комунально-побутову групу споживачів.

5.3. Основні елементи системи газопостачання великого міста й області

Розглянемо ВАТ (відкрите акціонерне товариство) як об'єкт управління з метою уточнення загальної функціональної схеми автоматизованого керування регіональною газовою мережею. Виділення об'єкта із середовища і виявлення керованих змінних здійснюються з погляду заданої мети керування.

Основна мета керування ВАТ в нормальних умовах полягає у забезпеченні газом потреб споживачів, які безупинно змінюються, тобто в забезпеченні найбільш повної відповідності між станами об'єкта управління і навколишнього середовища в часі.

Як об'єкт керування ВАТ можна віднести до складних систем. Воно характеризується такими особливостями:

- територіальною просторістю;
- дворівневим принципом керування;
- наявністю у своєму складі виробництв з безупинним і дискретним характером;

- великим числом параметрів і змінних;
- твердими вимогами до надійності роботи;
- розмаїтістю елементів системи і важкою доступністю до деяких з них;
- безупинною змінюваністю структури системи і станів її елементів у часі;
- відсутністю в існуючих системах газопостачання засобів автоматичного збору і передачі інформації;
- наявністю великого числа людей у контурі керування;
- необхідністю функціонування в умовах дефіциту цільового продукту.

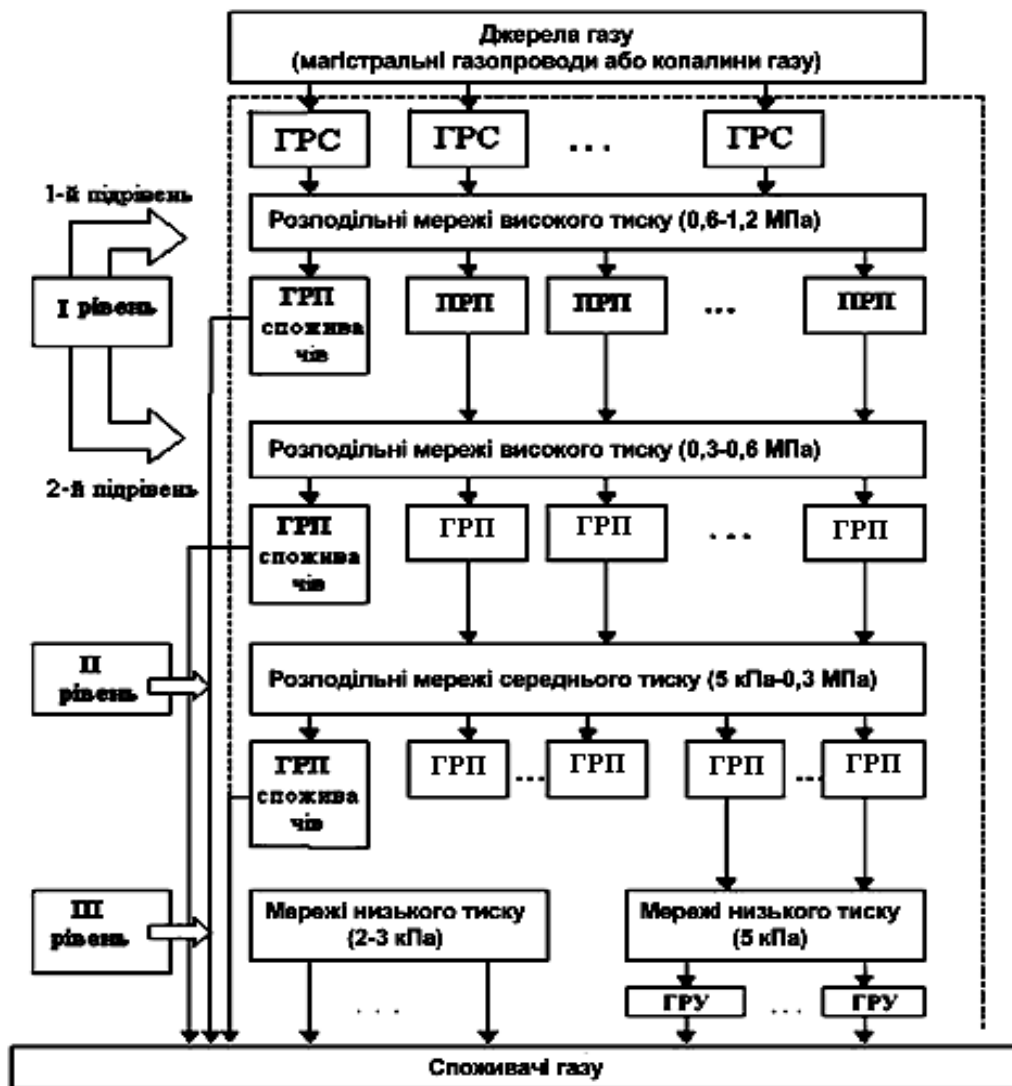


Рис.1.20 – Система газопостачання

З погляду на специфіку ВАТ як об'єкта управління його доцільно подати у вигляді шести типів підсистем:

1. підсистема постачання природним газом;
2. підсистема постачання зрідженим газом;

3. підсистема будівельних робіт;
4. ремонтне обслуговування (технічна експлуатація);
5. організаційно-економічна підсистема;
6. адміністративна підсистема.

Взаємозв'язок між підсистемами поданий на рис.1.21.

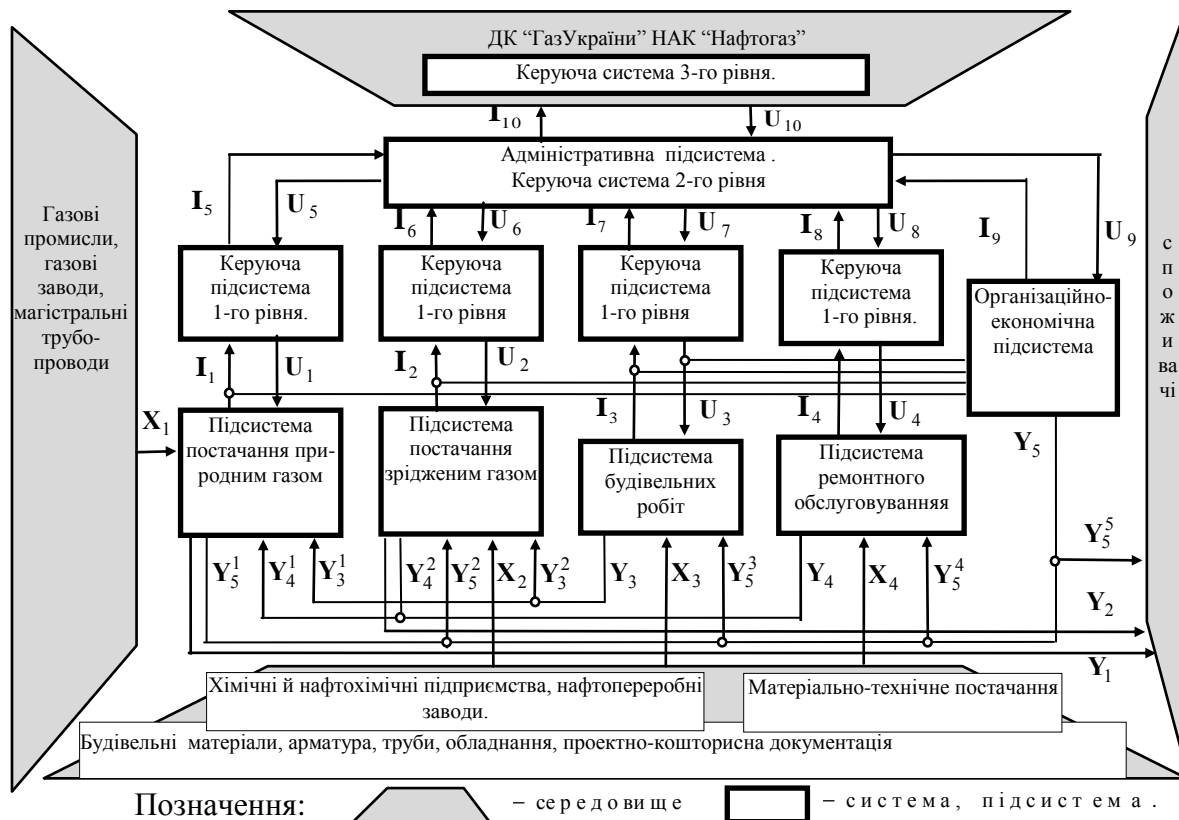


Рис. 1.21 – Система газопостачання як об'єкт управління

При вирішенні завдань автоматизованого управління ВАТ, до навколишнього середовища відносять постачальників природного і зрідженого газу, будматеріалів, устаткування, запчастин, проектно-конструкторські організації, споживачів газу, а також керуючі органи, які не входять до складу ВАТ. Стан навколишнього середовища характеризується можливим рівнем споживання газу споживачами і керуванням вищих органів. Виходячи з функціонального призначення підсистем, їх можна розділити на три типи:

- **основні** (підсистема постачання природним газом, підсистема постачання зрідженим газом);
- **допоміжні** (підсистема будівельних робіт, підсистема ремонтного обслуговування);
- **керуючі** (організаційно-економічна й адміністративна підсистеми).

Призначення основних підсистем полягає у забезпеченні відповідності між постачаннями природного X_1 і зрідженого газу X_2 і його споживанням Y_1 і Y_2 .

Призначення допоміжних підсистем полягає у забезпеченні безпечної експлуатації газового господарства і розвитку газифікації. Ці підсистеми мають входи із середовища X_3 і X_4 (постачання матеріалів, устаткування, проектної документації, запчастин та ін.), виходів у середовище не мають, а їхня діяльність замикається на забезпеченні функціонування основних підсистем Y_3 і Y_4 .

Основні й допоміжні підсистеми мають свої керуючі підсистеми, що забезпечують їхнє функціонування відповідно до поставленої мети.

Технологічне керування основними і допоміжними підсистемами $U_1 \div U_4$ здійснюється на підставі інформації $U_1 \div U_4$, що характеризує стан цих підсистем. Керуючі системи основних і допоміжних підсистем, а також організаційно-економічну систему виділимо в перший рівень керування.

Організаційно-економічна підсистема здійснює техніко-економічне керування основними і допоміжними підсистемами $Y_5^1 \div Y_5^4$, а також забезпечує зв'язок із середовищем Y_5^5 (розрахунок з абонентами, постачальниками та ін.).

Відповідно до поставлених перед ВАТ цілей і на підставі інформації про стан керуючих підсистем першого рівня $I_5 \div I_9$ адміністративна підсистема, що відповідає другому рівню керування, забезпечує координацію керування $U_5 \div U_9$. Вона ж здійснює взаємозв'язок по керуванню ВАТ із середовищем U_{10} і забезпечує необхідною інформацією про стан газового господарства області I_{10} вищі організації: ДК ГАЗ України, облдержадміністрацію (третій рівень керування).

5.4. Підсистема постачання природним газом

Функціональна схема взаємозв'язку підсистеми постачання природним газом з іншими підсистемами ВАТ і середовищем показана на рис.1.22. Вектор вхідних змінних можна подати у вигляді двійки векторів

$X_1^T = [Q_{\text{вх}}^T, P_{\text{вх}}^T]$ вектора витрат газу $Q_{\text{вх}}^T$ і вектора тисків $P_{\text{вх}}^T$, під якими газ надходить у газову розподільну мережу. Розмірність векторів $Q_{\text{вх}}^T, P_{\text{вх}}^T$ залежить від кількості входів мережі. Вектор X_1 характеризує стан середовища (джерел). Змінна Y_3^1 характеризує обсяг робіт, проведених з реконструкції існуючих газових мереж і будівництва нових, Y_4^1 об'єми профілактичних і ремонтних робіт.

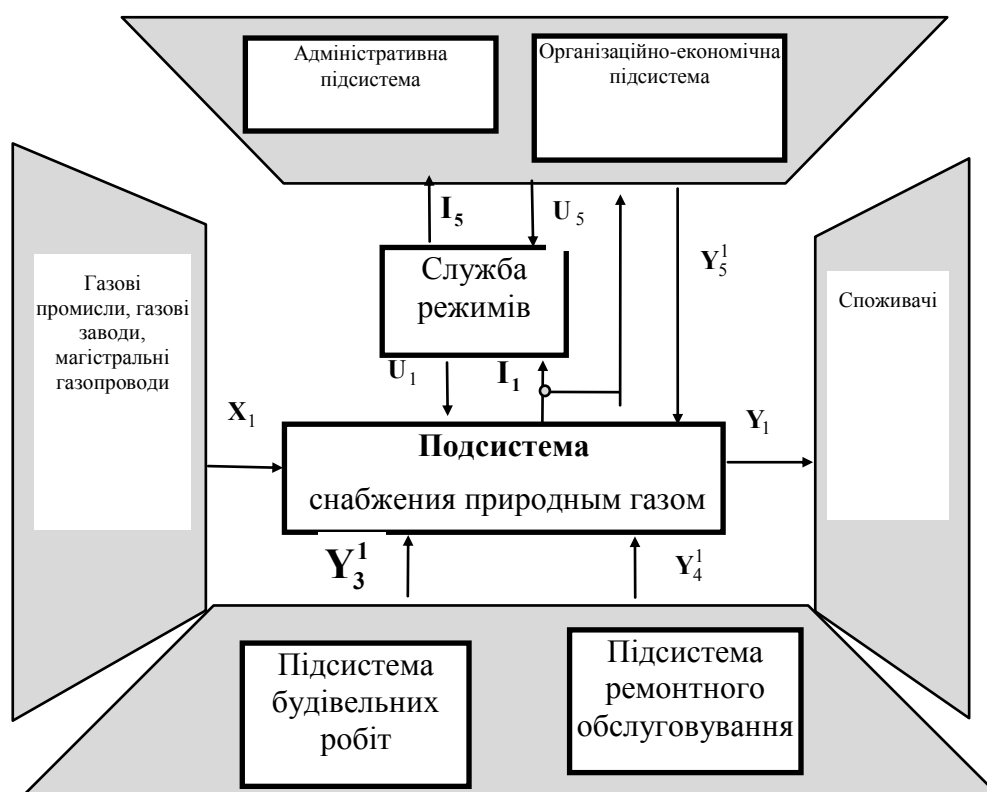


Рис. 1.22 – Підсистема постачання природним газом

Вектор вихідних змінних $Y_1^T = [Q_{\text{вих}}^T, P_{\text{вих}}^T]$ визначає поточний стан об'єкта керування. Компоненти векторів $Q_{\text{вих}}^T, P_{\text{вих}}^T$ відповідають величині витрат і тисків, під якими газ надходить споживачам. Розмірність векторів $Q_{\text{вих}}^T, P_{\text{вих}}^T$ у загальному випадку залежить від кількості споживачів. Керуючою системою підсистеми постачання природним газом є служба режимів, мета керування якої полягає у здійсненні постачання населення, комунально-побутових і промислових підприємств газом у необхідній кількості й у заданому діапазоні тисків. На підставі інформації про стан підсистеми постачання природним газом I_1 , поставленої перед

нею мети і керування U_5 вищих підсистем служба режимів здійснює технологічне керування даною підсистемою U_1 , а техніко-економічне керування Y_5^1 виконується організаційно-економічною підсистемою.

Газове господарство міста включає до свого складу комплекс споруд із джерела газопостачання; газопроводів високого, середнього і низького тиску, газорозподільних станцій (ГРС), газорозподільних пунктів (ГРП), газорозподільного устаткування (ГРУ), надземних сховищ газу або газгольдерних станцій, засобів телемеханізації.

У процесі тривалої експлуатації загальний стан мереж, що входять до системи газопостачання, помітно відрізняється від запроєктованих, що є наслідком випадкового характеру газоспоживання і зміни параметрів ділянок газопроводів за певний період часу (засмічення конденсатом, зміна шорсткості труб, наявність витоків на стиках, порушення герметичності в результаті корозії металу і т.д.). Усе це призводить до зниження надійності існуючих газопроводів, порушує безперебійність газопостачання споживачів, а в умовах дефіциту газу не дозволяє вирішити завдання його раціонального розподілу.

Специфічною особливістю мереж щодо надійності є обмежені можливості резервування. Газові мережі мають дуже малу акумулюючу здатність (3-4%), тому зв'язок між подачею газу в мережу і його споживання є практично жорстким, тобто ємкість мережі не є резервом підвищення надійності газопостачання. Підвищити надійність системи можна, якщо розподільні газопроводи проектувати таким чином, що розрив однієї ділянки газопроводу не слугитиме причиною пошкодження іншого. Це можливо при кільцевій системі, яка дозволяє усувати відмову окремих ділянок без відключення абонентів шляхом перерозподілу потоків газу, тобто за кільцеваними системами газопостачання не мають післядії. Прикладом може служити система газопостачання великого міста, яка має кільце високого тиску і два кільця середнього тиску.

Міські газопроводи, як правило, прокладають у ґрунті, незалежно від призначення і тиску газу. Надземна прокладка застосовується дуже мало – головним чином при перетинанні природних або штучних перешкод.

Підземні газопроводи в більшості розташовують під проїзною частиною вулиць. Якщо вулиці мають широкі тротуари і газони, то найбільш

доцільно укладати газопроводи під ними. У районах нової забудови газопроводи слід розташовувати на внутрішньоквартальних проїздах.

Газопроводи, які прокладають в землі, повинні заглиблюватися на таку глибину, де б вони були захищені ґрунтом від механічних пошкоджень, а також можливих навантажень від транспорту, який тут рухається. При цьому треба враховувати, що ґрунт для газопроводу є не тільки захистом від механічних пошкоджень, але також гарною тепловою ізоляцією. Тому чим глибше прокладений газопровід, тим надійніше він захищений від механічних пошкоджень і динамічних навантажень і знаходиться в кращих температурних умовах.

Контрольні питання

1. Назвіть основні функції філії, завдання підрозділів.
2. Охарактеризуйте структуру управління філії.
3. Назвіть основні функції ділянки газопостачання і її підрозділів.
4. Дайте характеристику типовій системі регіонального газопостачання.
5. Охарактеризуйте газові мережі по призначенню.
6. Назвіть шість типів підсистем системи газопостачання.
7. Охарактеризуйте підсистему постачання природним газом.

ТЕМА 6. ПРОЕКТУВАННЯ ТА РЕКОНСТРУКЦІЯ СИСТЕМ ГАЗОПОСТАЧАННЯ

6.1. Особливості експлуатації і розвитку газової мережі

З погляду сучасної теорії систем газу мережу, як і будь-яку інженерну мережу (ІМ), можна подати у вигляді складної системи взаємодії великої кількості підсистем (елементів) трьох типів: джерела (активні елементи), споживачі, лінії зв'язку. Взаємозв'язок цих підсистем будемо називати структурою газової мережі. Зокрема, якщо всі підсистеми мережі будуть двополюсними елементами, то структура мережі може мати вигляд орієнтованого зв'язного графа і аналітично представлена у вигляді матриці інцидентій **A**, матриці головних розтинів **Q** або цикломатичної матриці **B**.

Кожна *i*-а ($i=1,2,\dots,e$) підсистема мережі характеризується двома змінними величинами: послідовною (витратою) q_i і паралельною (втратою тиску) h_i , рядом параметрів і обраним напрямком. Змінні зв'язані монотонною залежністю

$$h_i = \sum_{j=1}^{m_i} \text{sign} q_j r_{ij} |q_j|^{k_{ij}} - \sum_{j=1}^{n_i} \psi_{0ij} + \psi_{1ij} q_i + \psi_{2ij} q_i^2, \quad (1.1)$$

де m_i - число пасивних елементів (ділянки ліній зв'язку, регульовані й нерегульовані засувки, перемикачі) в *i*-й дузі;

n_i - число активних елементів (компресори) в *i*-й дузі;

r_{ij} , k_{ij} - параметри *j*-го пасивного елемента *i*-ї дуги;

ψ_{0ij} , ψ_{1ij} , ψ_{2ij} - параметри *j*-го активного елемента *i*-ї дуги.

Сукупність величин q_i і h_i ($i=1,2,\dots,e$) утворюють двовимірні вектори:

$$q^T = q_1 q_2 \dots q_e; \quad h^T = h_1 h_2 \dots h_e; \quad (1.2)$$

Складові цих векторів зв'язані залежностями, що випливають із законів Кірхгофа (постулатів інженерних мереж):

$$q_i = \sum_{r=v}^e b_{1ri} q_r \quad i = \overline{1, v-1}; \quad (1.3)$$

$$h_r = \sum_{i=1}^{v-1} b_{1ri} h_i \quad i = \overline{v, e}, \quad (1.4)$$

де b_{1i} - елементи підматриці \mathbf{B}_1 цикломатичної матриці \mathbf{B} .

Залежності (1.3) - (1.4) однозначно відображають взаємозв'язок між змінними, параметрами і структурою мережі і є математичною моделлю сталого процесу поточкорозподілу в газовій мережі. Ця модель лежить в основі вирішення завдань аналізу і перспективного планування.

Для вирішення ряду завдань керування, а також завдань тестування проектних рішень використовується математична модель несталого поточкорозподілу в мережах, що включає:

а) систему нелінійних диференціальних рівнянь у частинних похідних, що визначає закон перетворення параметрів на i -й реальній ділянці мережі,

$$\frac{\partial \varphi^i(x_i, t)}{\partial t} + \sum_{j=1}^3 a_{ij}(x_i, t, \varphi^i) \frac{\partial \varphi_j^i(x_i, t)}{\partial x_i} = f_i(x_i, t, \varphi^i), \quad (1.5)$$

де i - індекс реальної ділянки мережі;

$\varphi^i = (\varphi_1^i(x_i, t), \varphi_2^i(x_i, t), \varphi_3^i(x_i, t))$ - вектор-функція, що описує фазові координати цільового продукту (тиск, витрата, температура) на i -й ділянці мережі в точці з координатою $x_i \in [x_i^+, x_i^{++}]$ в момент часу t ;

x_i^+, x_i^{++} - координати початку і кінця i -ї ділянки мережі;

a_{ij} - коефіцієнти диференціальних рівнянь, що залежать як від незалежних змінних x_i, t , так і від шуканих рішень φ^i ;

$f_i(\cdot)$ - деякі відомі вектори-функції;

б) систему алгебраїчних рівнянь, що визначають умови узгодження параметрів потоків газу у вузлах мережі,

$$\varphi_j^+(x_k^+, t) - \varphi_k^-(x_k^-, t) = 0, \quad j \in \{1, 2, 3\}, \quad l \in V_k^+, \quad i \in V_k^-, \quad k \in v \{1, 2, \dots, v\}, \quad (1.6)$$

де V_k^+, V_k^- - безліч індексів дуг, що входять і виходять із k -го вузла.

Газові мережі є безупинно еволюціонуючими системами, розвиток яких здійснюється як у часі, так і в просторі. Процеси споживання цільового продукту є, як правило, нестационарними, стохастичними процесами, що містять детерміновані монотонно зростаючі тренди, які характеризують загальну тенденцію до зростання, як числа споживачів, так і обсягів споживаного газу. Крім того, вплив на ці процеси величезної кількості неконтрольованих зовнішніх (метеорологічних, хронологічних,

організаційних) факторів приводить до появи в них періодичних компонентів, параметри яких змінюються в часі.

Таким чином, процес розвитку газової мережі в часі треба розглядати як керований процес зміни структури мережі і її параметрів з метою виконання нею свого основного функціонального призначення. При цьому наявність у процесах споживання газу трьох основних компонентів (*поліноміального* тренда, *полігармонійних* компонентів і *випадкового* шуму) приводить до необхідності побудови трирівневої схеми керування поточкорозподілом у газових мережах:

1-й рівень - керування *розвитком* мережі, що полягає в цілеспрямованому розвитку структури та зміні параметрів мережі, що забезпечує відстеження поліноміального тренда (рис. 1.23, *а*), і зводиться до вирішення завдань *реконструкції та проектування* в умовах розвитку;

2-й рівень - *планування режимів транспортування та розподілу* газу, що полягає в цілеспрямованому відстеженні прогнозованих полігармонійних трендів (рис. 1.23, *в*) за рахунок зміни структури та параметрів існуючої мережі;

3-й рівень - *оперативне керування поточкорозподілом*, що забезпечує компенсацію впливу непрогнозованої шумової складової (рис. 1.23, *б*) процесу споживання газу.

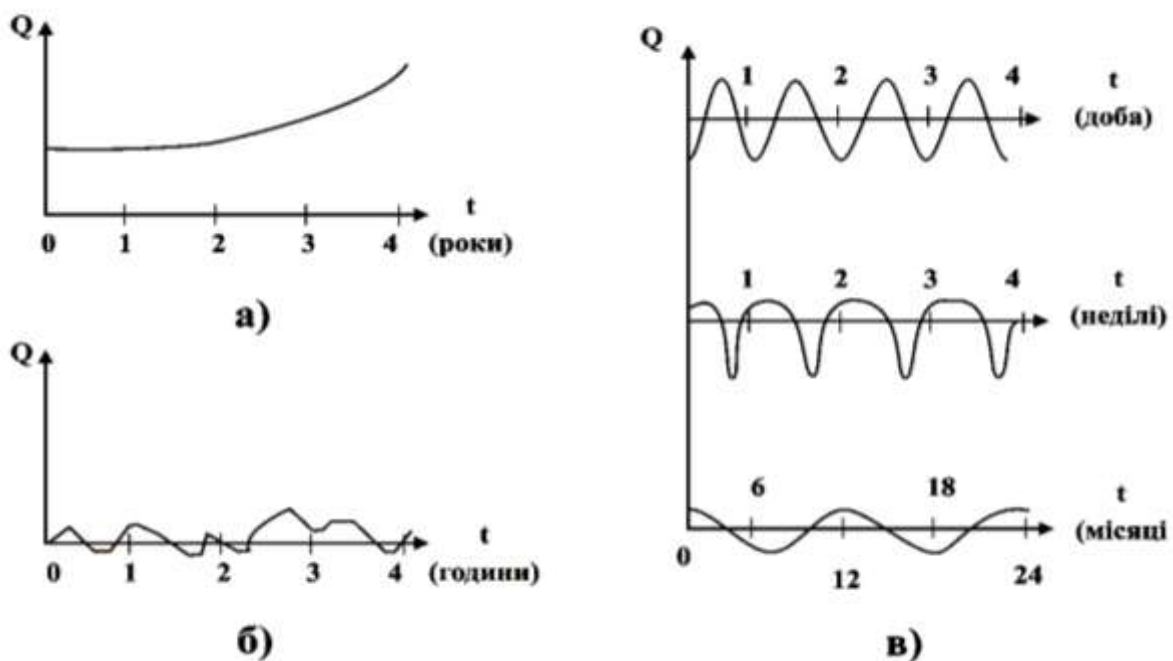


Рис. 1.23 - Основні складові процесу споживання газу:
а – прогнозована поліноміальна; *б* – непрогнозовані стохастичні;
в – прогнозовані полігармонійні

Для реалізації керуючих впливів на кожному рівні керування потрібні певні тимчасові витрати. Тому необхідно використати на кожному з цих рівнів дискретний спосіб керування. Для цього весь інтервал керування розбивається на дискрети (кванти), обумовлені як точністю апроксимації відповідних компонентів (поліноміальних, полігармонійних, шумових) процесів споживання газу, так і тривалістю реалізації керування на кожному з етапів.

Для 1-го рівня тимчасові дискрети керування визначаються, як правило, сезонами, роками; для 2-го - годинами, цілодобово, місяцями, сезонами; для 3-го - хвилинами, годинами.

Дискретність керування дозволяє представити процес керування на кожному рівні у вигляді послідовної багатокрокової процедури ухвалення рішення.

Хоча газовим мережам властиві особливості інженерної мережі, проте вони мають і свою специфіку, яку треба враховувати при рішенні завдань розрахунку й керування системою газопостачання.

Перша особливість пов'язана з роботою регуляторів тиску, через які здійснюється зв'язок між рівнями. Якщо тиск на вході регулятора більше деякого критичного, то на його виході підтримується постійний тиск, на який даний регулятор налагоджений, тобто в нормальному режимі функціонування окремі рівні мережі виявляються розв'язаними й математична модель газової мережі розпадається на моделі окремих рівнів. Моделі рівнів зводяться до відомої моделі сталого поточкорозподілу.

У режимі дефіциту газу вхідний тиск регулятора може стати нижче критичного: регулятор повністю відкривається й починає працювати в режимі пасивного елемента (трубопроводу) зі своєю навантажувальною характеристикою. Моделі рівнів, зв'язані цим регулятором, розглядати незалежно вже не можна.

Друга особливість газових мереж пов'язана з необхідністю врахування стиснення газу і його залежності від температурних режимів.

Для здійснення автоматизованого керування підсистемою постачання природним газом необхідне рішення наступних завдань: структурна ідентифікація моделі об'єкта керування; параметрична ідентифікація моделі об'єкта керування; ідентифікація стану моделі об'єкта керування (оцінка витрат у всіх ділянках мережі й тисків у всіх вузлах на підставі

виміру тільки деяких з них); ідентифікація структури моделі процесу газоспоживання; оцінювання параметрів моделі процесу газоспоживання.

6.2. Керування системою газопостачання на рівні розробки й реконструкції

6.2.1. Комплексні завдання розрахункового й графічного характеру в умовах розвитку й експлуатації газової мережі

Завдання проектування (розробки) газової мережі полягає у створенні такої мережі, яка здатна виконати своє основне функціональне призначення, а саме забезпечити всіх споживачів мережі газом в необхідній кількості і належній якості (під заданим тиском). Проектування можна трактувати як одноразове завдання при керуванні на невизначеному, але досить великому інтервалі часу (без перехідних процесів), метою якої є ріст споживання від нуля до заданого. Таким чином, розробка покликана забезпечити початкове значення поліноміального тренда процесу споживання, тоді як завдання реконструкції - забезпечити зміну поліноміальної складової процесу на великому, але вже детермінованому, тимчасовому інтервалі.

Математична постановка такої задачі та її рішення в загальному вигляді досить складні. Це пов'язане з тим, що на початковому етапі проектування немає інформації для вибору оптимального варіанта, оскільки відсутні конкретні дані про структуру мережі, місці розташування деяких її підсистем, невідомі характеристики багатьох підсистем і особливості роботи мережі в спеціальних режимах, немає твердих обмежень на число можливих варіантів структури мережі і т. д.

У зв'язку з цим під розробкою газової мережі будемо мати на увазі вибір раціонального (близького до оптимального) варіанта проекрованої мережі. Системний підхід до процесу розробки припускає ряд етапів або рівнів деталізації:

- 1) визначення можливих місць розташування споживачів і джерел, їхніх усереднених параметрів або навантажувальних характеристик;
- 2) трасування мережі з урахуванням різних режимів мережі, включаючи аварійні;

3) параметрична оптимізація мережі й визначення робочих параметрів активних джерел для режиму максимального й мінімального споживання;

4) вибір за розрахунковими режимами роботи активних джерел кількості, типу і схеми підключення живильних агрегатів з урахуванням їх резервування та керованості мережі;

5) тестування обраного варіанта мережі в різних режимах функціонування та в умовах виникнення різних позаштатних ситуацій шляхом цифрового моделювання поточкорозподілу.

Всі розрахункові задачі розробки можна розділити на задачі аналізу поточкорозподілу і задачі оптимізації поточкорозподілу. Перші зводяться до вирішення системи рівнянь математичної моделі поточкорозподілу і дозволяють визначити поточкорозподіл в мережі для конкретного її варіанта, що характеризується завданням структури мережі й параметрів активних і пасивних елементів. Другі зводяться до вибору структури й параметрів такого варіанта мережі, для якого вирішення відповідної системи рівнянь математичної моделі поточкорозподілу задовольняє певним обмеженням, обумовленим технічними і технологічними вимогами до змінної і параметрам мережі, і оптимізує деякий критерій ефективності або якості.

Прикладами задач оптимізації на етапі розробки й реконструкції можуть служити такі задачі:

1) гідравлічний розрахунок поточкорозподілу, ціль якого визначити режим роботи активних джерел і поточкорозподілу в газовій мережі, що забезпечують основне призначення мережі при мінімальних енергетичних витратах;

2) оптимізація режимів роботи компресорних станцій, мета якої визначити поточкорозподіл в мережі, в тому числі подачі газу компресорними станціями й тиску, що розвивають ними, при мінімумі сумарних надлишкових тисків у вузлах мережі;

3) параметрична оптимізація систем подач й розподілу газу за критерієм капітальних і експлуатаційних витрат;

4) ідентифікація стану поточкорозподілу в системах газорозподілу при максимальній правдоподібності оцінок (мінімальної сумарної дисперсії оцінок) шуканих послідовних і паралельних змінних мережі та ін.

Існує цілий ряд показників функціонування інженерних мереж, які можуть бути використані як критерії прийняття рішення на рівні проектування та реконструкції газової мережі.

У процесі проектування проектувальник змушений постійно міняти структуру й параметри системи для одержання різних варіантів мережі, робити розрахунки оптимального поточкорозподілу, розраховувати показники ефективності для порівняння варіантів, тестувати обрані варіанти з імітацією різних позаштатних ситуацій, різних режимів роботи й паралельним розрахунком інтегральних показників якості функціонування мережі і т.п. Всі ці дії проектувальника пов'язані з постійною зміною математичної моделі газової мережі; пошуком і вивченням розрахункової та довідкової інформації як про стан мережі, так і про середовище її функціонування (гео-, метео-, орг- і інших умовах; матеріальних, фінансових і трудових ресурсах, інфраструктурі регіону з усіма комунікаційними, транспортними та інженерними мережами та багато іншого.)

Існуюча практика проектних робіт припускає організацію спеціального планшетного господарства і проведення розрахункових робіт з використанням засобів обчислювальної техніки. Планшети дозволяють визначати взаєморозташування елементів мережі в просторі, прив'язувати їх до об'єктів місцевості, визначати маршрути прокладки ліній зв'язку, їхню довжину, геодезичну висоту джерел і споживачів і т.д.

Використання обчислювальної техніки, безумовно, сприяє оперативному вирішенню розрахункових завдань. Але число розв'язуваних за допомогою ЕОМ завдань постійно росте, ускладнюються структури й збільшуються обсяги розрахункових і довідкових баз даних, збільшується час на підготовку вихідних даних і аналіз одержуваних результатів. У цих умовах використання ЕОМ для цілей проектування в текстових режимах стає малоефективним. Основні причини, що знижують оперативність проектування, є відносно більші тимчасові витрати на зміну структури й параметрів мережі, пов'язані з тривалим пошуком відповідних записів у базах даних (БД). При цьому великою є ймовірність помилкових дій, оскільки символно-цифрове кодування математичної моделі мережі не дає зорового уявлення про фізичний оригінал. Крім того, проектувальник не в змозі запам'ятати ні поточної структури, ні поточних параметрів, ні

поточного стану, ні послідовності їхніх змін, без чого складно витримувати раціональну стратегію проектування мережі.

Ситуація докорінно міняється, якщо реалізацію основних задач проектування і реконструкції здійснювати за допомогою цифрового графічного моделювання газових мереж. Графічна інформація сприймається в 1000 разів швидше, ніж текстова. Робота проектувальника стає менш стомлюючою, кількість помилкових дій оператора скорочується, різко зростає оперативність і якість прийнятих рішень.

Графічні режими сучасних обчислювальних засобів дозволяють не тільки надавати графічну підтримку розрахунковим завданням, які традиційно вирішувалися й вирішуються у процесі проектування (гідравлічний розрахунок, прямий аналіз потокорозподілу, оптимізація режимів компресорних станцій та ін.), але й забезпечити вирішення ряду нових завдань графічного й розрахунково-графічного характеру, принципово не розв'язуваних у текстових режимах. Це, насамперед, такі комплекси завдань:

1) задачі *електронного* (цифрового векторно-графічного) моделювання мережі, призначені для створення, редагування і документування електронних граф-схем газових мереж. Вирішення завдань даного класу дозволяє уникнути тимчасових і фінансових витрат на виготовлення планшетів (схем газових мереж з картографічною основою) за допомогою сторонніх організацій (геодезичних і поліграфічних);

2) задачі *керування електронними планшетами*. Вирішення задач даного класу дозволить візуалізувати на екрані монітора електронні планшети інженерних мереж у будь-якій комбінації, у будь-якому масштабі, з будь-яким співвідношенням видимих газових мереж;

3) задачі *довідкового пошуку* як символно-цифрової, так і графічної інформації. Вирішення цих задач значно розширює оперативну інформаційну базу й забезпечує одержання довідкової інформації в зручній і наочній формі;

4) задачі *проблемного пошуку* в електронній графічній моделі мережі, обумовленого технологією експлуатації мережі. Вирішення задач даного класу дозволяє за вказівкою користувача автоматично знаходити потрібні

елементи граф-схеми мережі й подавати їх на екрані монітора в самому зручному вигляді для подальшої роботи з ними.

Перераховані завдання створення і керування електронними моделями газової мережі дозволяють ефективно вирішувати розрахунково-графічні задачі проектування:

5) задачі *визначення й аналізу вузьких місць і резервів*. До завдань даного класу відносяться завдання побудови діаграм розподілу паралельних змінних (тисків) уздовж довільно обраних ліній зв'язків); завдання розфарбування граф-схеми мережі залежно від паспортних і розрахункових даних, що характеризують різні компоненти мережі;

б) задачі *імітаційного параметричного і структурного моделювання*, що дозволяють вибирати і тестувати можливі варіанти рішень з оперативного керування або розвитку газової мережі, а також підвищувати надійність мереж за рахунок структурного резервування;

7) задачі *локалізації аварій і аварійних зон* на базі рекурсивної векторної графіки. Вирішення задач цього класу сприяє різкому зниженню збитків від аварій;

8) задачі *графічного визначення поточного стану мережі* залежно від положення керуючих органів або зміни їхнього положення (вирішення задач даного класу дозволяє замінити дорогі настінні електричні мнемосхеми комп'ютерними електронними, зручними і дешевими в експлуатації).

Вирішення всіх графічних і розрахунково-графічних задач забезпечує графічну підтримку розрахунковим завданням, оскільки будь-які зміни в графічній базі даних автоматично відслідковуються в текстових базах даних розрахункових задач.

Вирішення задач графічного й розрахунково-графічного характеру має дуже велике значення для підвищення оперативності і якості проектних рішень. Однак навіть за умови, що всі вони успішно вирішені, залишається ще важлива проблема, пов'язана з їхнім об'єднанням в єдину інтегровану систему. Інтегрована система дозволить не тільки систематизувати завдання проектування (кожний комплекс може містити кілька десятків завдань), але також дозволить проектувальникові уникати багатьох непродуктивних процедур пошуку й запуску завдань, аналізу результатів рішення, відновлення вихідного стану, одержання довідкової

інформація та багато іншого. Оскільки процес проектування неможливо повністю формалізувати через невизначеність багатьох вихідних даних і неоднозначність у виборі наступних дій і виборі критеріїв оцінки результатів вирішення багатьох завдань, то така інтеграція можлива тільки в рамках діалогової системи.

У процесі проектування газових мереж необхідний контроль великої кількості різних (часом суперечливих один одному), надійних техніко-економічних показників, більшість з яких формулюються математично, а деякі задаються неявно, тобто можуть бути обчислені тільки після вибору якого-небудь конкретного варіанта рішення. А в останньому випадку обраний варіант необхідно ще перевірити на допустимість з ряду параметрів в інших режимах роботи, тобто вирішувати завдання тестування.

Тому традиційні методи проектування газових мереж, засновані на гідравлічних і техніко-економічних розрахунках у режимах максимального поточкорозподілу, малоефективні для вирішення задач експлуатації в умовах розвитку.

У цих умовах необхідні розробка й застосування людино-машинних методів аналізу й синтезу поточкорозподілу, заснованих на інтерактивних процедурах спілкування людини і машини і що дозволяє використати як технічні можливості сучасних комп'ютерних систем, так і інтелектуальні здатності людини.

Отже, для ефективного проектування газових мереж, крім вирішення раніше перерахованого комплексу завдань, необхідне впроваджувати *діалогові інформаційно-аналітичні системи*, які на базі гідравлічного розрахунку з генерацією різних критеріїв ефективності для кожного можливого варіанта рішення повинні забезпечувати можливість оперативного аналізу результату людиною, яка залежно від його значення і свого досвіду може оцінити поточний варіант і, якщо буде потреба, змінити параметри або структуру, одержати нове рішення для повторного аналізу.

6.2.2. Завдання керування поточкорозподілом на рівнях планування і стабілізації режимів споживання

Мета керування газовою мережею на рівні планування полягає у відстеженні прогнозованої полігармонійної складової поточкорозподілу

газу. Основні завдання керування на рівні планування складаються в наданні такого керуючого впливу на мережу, що дозволить компенсувати дію полігармонійного складового збуджуючого впливу середовища, тобто попередити можливість відхилення процесу споживання від необхідного за рахунок дії полігармонійного збурювання.

Ціль оперативного керування, або стабілізації режимів споживання газу - нейтралізувати стохастичне непрогнозоване виведення з рівноваги середовища функціонування газової мережі на процес споживання газу. Основне завдання оперативного керування - забезпечити перехід газової мережі з поточного стану, у якому вона виявилася, у результаті дії стохастичного виведення з рівноваги, у нове, котре щонайкраще відповідає режиму споживання до виникнення цього виведення з рівноваги. Інакше кажучи, основне завдання оперативного керування полягає в стабілізації режиму споживання газу в умовах дії стохастичних збурювань, обумовлених непередбаченими причинами: різкою зміною метеоумов, організаційно-масовими заходами, незапланованою зупинкою або пуском виробничого потокоємного виробництва, позаштатними ситуаціями і т.д.

Якщо на рівні оперативного керування керуючий вплив визначається і робиться "по факту", тобто після виникнення збурюючого впливу, то на рівні планування визначається "авансом" і робиться напівпопереджачи - під час розвитку виведення з рівноваги, тобто після його початку до моменту завершення.

Рішення завдань керування і на рівні планування, і на рівні оперативного керування, як правило, рознесено в часі й просторі, вимагає різного обсягу й характеру статистичної і оперативної інформації, математичних моделей типу (1.1)-(1.3), необхідних для визначення фазових координат поточного і необхідного стану потокорозподілу, і типу (1.4)-(1.5) - для визначення траєкторії переведення газової мережі в необхідний стан, а також різних критеріїв і методів. При дискретному принципі керування процес прийняття рішень в даний момент часу на кожному із цих рівнів може бути розбитий на кілька етапів.

Для рівня планування процес ухвалення рішення включає наступні етапи:

1) збір, накопичення і обробка статистичних і оперативних даних про стан середовища й поточної інформації про фазові координати об'єкта (тиску, подачі, витрати й т.д.);

2) прогнозування зміни стану середовища в результаті зміни числа джерел, споживачів і їх вимог. Зміна стану середовища проявляється у вигляді полігармонійної складової процесу споживання газу. На даному етапі вирішують завдання ідентифікації, грубої і уточненої оцінок параметрів математичних моделей процесів споживання, перевірки адекватності отриманих моделей, виділення полігармонійних складових (рис.1.23,в) і властиво прогнозування майбутніх значень цих процесів;

3) прогнозування фазових координат об'єкта в майбутні моменти часу й визначення значень керуючих змінних об'єкта в новому стані. На цьому етапі вирішують завдання ідентифікації, грубої і уточненої оцінок параметрів математичної моделі об'єкта (1.1)-(1.3), перевірки її адекватності, прогнозування фазових координат об'єкта при заданих оцінках стану середовища, а також розрахунку значень відповідних керуючих змінних.

4) перехід об'єкта в новий стан. Невизначеність вихідних даних на попередніх етапах ухвалення рішення може привести до значної відмінності фактичних значень фазових координат об'єкта і необхідних керуючих змінних від розрахункових. Тому рішення завдань четвертого етапу здійснюється при особистій участі ОПР. При цьому доцільно тестування прийнятих рішень і залучення додаткової довідкової і розрахункової інформації.

Процес ухвалення рішення на рівні оперативного планування може бути представлений у вигляді послідовності наступних етапів:

1) збір і обробка оперативних даних про стан середовища й поточної інформації про фазові координати об'єкта;

2) ідентифікація, груба і уточнена оцінки параметрів математичних моделей процесів споживання, перевірка адекватності отриманих моделей, виділення непрогнозованої стохастичної складової (мал.1.23,б);

3) ідентифікація, груба і уточнена оцінки параметрів математичних моделей (1.1)-(1.3) і (1.4)-(1.5), перевірка адекватності отриманих моделей, розрахунок поточних і необхідних фазових координат об'єкта за допомогою математичної моделі (1.1)-(1.3);

4) розрахунок траєкторії переходу об'єкта з одного стану в інше з урахуванням технологічних обмежень на характер перехідних процесів;

5) виконання розрахункової траєкторії. Невизначеність вихідних даних на всіх попередніх етапах керування може привести до значної розбіжності фактичної траєкторії фазових координат від розрахункової, тому завдання п'ятого етапу вирішує оператор системи, що на підставі свого досвіду і аналізу додаткової довідкової й розрахункової інформації коректує траєкторію переходу об'єкта.

Останні етапи ухвалення рішення на всіх трьох рівнях керування газовою мережею пов'язані з тестуванням оператором прийнятих рішень і їхньою корекцією якщо буде потреба. Ефективне проведення цих операцій обумовлено можливістю автоматизованого рішення комплексів графічних і розрахунково-графічних завдань, що роблять неоціненну графічну підтримку розрахунковим завданням, як для одержання рішення, так і його тестування. Використання графічних можливостей сучасних обчислювальних засобів значно прискорює процедури імітаційного моделювання, зменшує ймовірність помилкових дій, спрощує й полегшує роботу ОПР (особа, що приймає рішення).

Але якщо взяти до уваги, що програмний інструментарій ОПР нараховує десятки програм із проблемних завдань (аналізу, гідравлічного розрахунку, розрахунку траєкторій переводу об'єкта в новий стан, техніко-економічних розрахунків і ін.), десятки-сотні накопичених програм відпрацьовування керуючих впливів, десятки програм рішення розрахунково-графічних завдань і сотні програм графічної підтримки, то ефективність прийняття рішень ОПР (оператором, диспетчером, черговим інженером і іншими особами експлуатаційної служби) стає сумнівною. Ситуація різко міняється, якщо всі процедури підтримки ухвалення рішення об'єднані в рамках єдиної інтегрованої інтерактивної інформаційно-аналітичної системи. Причому інтеграція повинна враховувати як багаторівневність керування, так і функціональну повноту розв'язуваних завдань (графічних, розрахунково-графічних і чисто розрахункових).

6.2.3. Особливості проектування газопроводів з поліетиленових труб

Проектування газових мереж є найголовнішим завданням при створенні й керуванні систем газопостачання. Будівництво газопроводів і

споруд на них повинне вчасно забезпечуватися проектною документацією. Проектні роботи для будівництва і реконструкції зношених газопроводів виконують спеціалізовані проектні організації або інші організації, які мають ліцензію та дозвіл для виконання цих робіт. Склад проектною документації регламентується нормативними документами, такими як: "Правила безпеки систем газопостачання України" (ПБСГУ), "Державні будівельні норми", інструкціями та ін.

Проектна документація обов'язково містить у собі проект організації будівництва, а також проект захисту від корозії.

До складу проекту входять: технічні умови, виконавчі креслення на газопровід, що реконструюється, схеми діючих газопроводів з усіма відгалуженнями й навантаженнями по витраті газу, що буде реконструйований і витрати газу на всі відгалуження, а також схеми газопостачання відновлюваного газопроводу із вказівкою джерела від одного або декількох ГРП.

Розглянемо основні особливості проектування газопроводів з поліетиленових (ПЕ) труб.

По тиску газу ПЕ газопроводи:

- на території міст і населених пунктів - до 0,3 МПа;
- на території сіл і міжселещні - до 0,6 МПа.

Заборонено використати ПЕ труби:

- для надземних і наземних газопроводів;
- у тунелях і колекторах;
- на прибудинкових територіях.

Коефіцієнт запасу міцності ПЕ труб і сполучних деталей необхідно приймати:

- на території населених пунктів і міжселещних - не менш 2,5;
- на переходах під автомобільними дорогами I-III категорії, під залізницею на відстані 50 м від краю полотна, а також при паралельній прокладці міжселещних газопроводів і на території населених пунктів - не менш 2,8;
- на підводних переходах і в районах із сейсмічністю більше 7 балів - не менш 3,5.

У проекті повинні враховувати не менш 2 % запасу труб від загальної довжини газопроводів.

Арматури і устаткування на ПЕ газопроводах використовують такого ж типу як і для сталевих газопроводів. При використанні труб з коефіцієнтом міцності не менш 2,8 дозволяється прокладка ПЕ газопроводів тиском до 0,6 МПа на території населених пунктів з однодвохповерховою забудовою.

Газопроводи із ПЕ труб можуть прокладатися із труб у бухтах, котушках або барабанах.

Мінімальна відстань по вертикалі у світлі між ПЕ газопроводами й підземними комунікаціями (за винятком теплових мереж) повинні визначатися за умов, які виключають нагрівання ПЕ труб вище температури для прийнятої марки ПЕ.

6.2.4. Вибір траси газопроводу

Надійність і економічність системи газопостачання залежить від кількості споруджуваних ГРС, що живить газопроводи високого тиску. Зі збільшенням числа ГРС зменшується їхній радіус дії і, отже, зменшуються капітальні вкладення в мережу високого тиску. Велике число ГРС підвищує надійність системи за рахунок живлення газопроводів від декількох джерел. Наприклад, для міст із чисельністю населення до 120 тис. чол. рекомендується влаштовувати одну ГРС, до 300 тис. - дві, до 500 тис. - три.

Капітальні вкладення на спорудження системи газопостачання складаються з вартості газопроводів і споруд (ГРС, ГРП і ін.) і вартості будівельно-монтажних робіт. Експлуатаційні витрати містять у собі витрати на обслуговування й поточний ремонт системи газопостачання і амортизаційних відрахувань. Експлуатаційні витрати залежать головним чином від довжини газопроводів. Строки окупності капітальних вкладень у системах газопостачання становлять 5-8 років.

Технологічність систем газопостачання визначається здатністю постачання споживачів газом у необхідних кількостях і при тисках, що забезпечують оптимальні режими експлуатації.

Система газопостачання може бути надійною і економічною при правильному виборі трас для прокладки газопроводів.

На вибір траси газопроводу впливають наступні умови: відстань до споживачів газу; напрямок і ширина проїздів; вид дорожнього покриття;

наявність уздовж траси різних споруджень і перешкод; рельєф місцевості; планування кварталів уздовж траси газопроводу.

Траси газопроводів вибирають із умови транспортування газу найкоротшим шляхом.

При вибоках газу з підземних газопроводів можуть виникнути серйозні аварії, пов'язані зі скупченням газу в різних місцях, іноді навіть на значній відстані від місця ушкодження газопроводів. Газ, дійшовши до підвалів, колодязів і каналів інших підземних комунікацій, накопичується в них і створює в суміші з повітрям вибухонебезпечні концентрації.

Підвали будинків, телефонні, вентиляційні й теплофікаційні канали є найнебезпечнішими ділянками у випадку проникнення в них газу, тому що вони безпосередньо пов'язані з житловими і громадськими будинками. На значну відстань може поширитися газ і при влученні в каналізаційні труби.

Мінімально припустимі відстані між двома газопроводами, покладеними в одну траншею, становлять 0,4-0,5 м. Відстані від залізничних колій повинні бути достатніми, щоб виключити можливість запалення газу від іскор, що виникають від проходящих поїздів, при проведенні ремонтних робіт і т.д..

При виборі траси газопроводів необхідно прагнути до того, щоб кількість різних перешкод на ній (рік, водойм, ярів, шосейних і залізничних колій і т.д.) було мінімальним.

Для районів міста зі старим плануванням і суцільною забудовою газопроводи прокладають по їх периметрі, які, з'єднуючись між собою, утворюють своєрідні газові кільця. Від них до кожного домоволодіння прокладають вводи. Для міських районів з новим плануванням газопроводи прокладають не по периметрі забудови, а всередині кварталів.

При виборі траси газопроводів необхідно дотримуватися відстаней між ними і іншими спорудами. Наприклад, відстані по вертикалі (у світлі) між газопроводами і такими спорудами, як водопроводи, тепла мережа, водостоки, повинні бути не менш 0,15 м, а між газопроводами і електрокабелем або броньованим телефонним кабелем - не менш 0,5 м.

Будівельними нормами і правилами допускається зменшення відстані у світлі по вертикалі між газопроводом і електричним або телефонним кабелем до 0,25 м, прокладеними у футлярі із труб. При цьому торці футлярів повинні бути не ближче 1 м від стінок умовно пересічного газопроводу.

Слід зазначити, що найважливішою умовою, що забезпечує безпечну експлуатацію газопроводів, є висока якість будівельно-монтажних робіт.

6.2.5. Гідравлічний розрахунок газової мережі

Технологічні рішення в області трубопровідних мереж базуються на гідравлічних і міцносних розрахунках.

Теоретичною базою гідравлічних розрахунків газопроводів є рівняння газової динаміки, які описують залежність між геометричними параметрами трубопроводу (внутрішній діаметр і довжина), фізичними і термодинамічними властивостями газу (щільність, в'язкість, коефіцієнт стискальності), витратою газу й втратами тиску в газопроводі.

При проведенні інженерних розрахунків газопроводів населених пунктів рух газу прийнято вважати стаціонарним і ізотермічним.

При русі газу в газопроводах високого і середнього тиску має місце помітне зменшення тиску по довжині внаслідок подолання газом гідравлічних опорів. Гідравлічні опори розділяються на лінійні (пропорційні довжині газопроводу) і місцеві.

Зміна тиску газу по довжині трубопроводу служить причиною зміни щільності газу, а відповідно й зміни швидкості руху газу. Зміна кінетичної енергії газу викликає перерозподіл складові енергії газу і тим самим впливає на результати гідравлічного розрахунку газопроводів.

При русі газу по рельєфному газопроводі подолання газом різниці геодезичних позначок точок траси служить причиною додаткових втрат енергії й тим самим впливає на результати гідравлічних розрахунків газопроводів.

Таким чином, взагалі при гідравлічних розрахунках газопроводів високого і середнього тиску необхідно враховувати такі фактори:

- втрати енергії на подолання лінійних гідравлічних опорів;
- втрати енергії на подолання місцевих гідравлічних опорів;
- втрати енергії на зміну швидкості руху газу;
- втрати енергії на подолання різниці геодезичних позначок точок траси.

З вищесказаного можна зробити висновки:

1. Реконструкція газових мереж повинна проводитися з урахуванням їх керованості, у противному випадку на етапі керування газові мережі

можуть не мати необхідну для керування ступінь свободи, а на етапі реконструкції можуть не мати змоги тестування. І навпаки, керування газовою мережею в умовах розвитку повинне опиратися на зміну структури мережі як на засіб керування при тривалих тимчасових інтервалах керування, у протилежному випадку може бути загублена керованість об'єкта, наприклад, у результаті надмірного росту обсягу споживання газу, ліквідації магістральної лінії зв'язку і т.п.

2. Наявна невизначеність зовнішнього середовища, об'єкта і критеріїв керування не дозволяє організувати оптимальне керування і спричиняє дискретне керування за участю ОПР на основі розрахунків по квазіадекватних математичних моделях, тобто спричиняється автоматизований характер керування.
3. Ефективне і якісне прийняття рішень по керуванню об'єктом і, отже, раціональна експлуатація і розвиток газової мережі можливі тільки в рамках інтегрованої діалогової системи, що поєднує програмні і інформаційні засоби всіх рівнів керування.

6.3. Завдання і алгоритми диспетчерського керування регіональними газовими мережами (РГМ) у режимах планування і стабілізації

Раніше були розглянуті три рівні оперативного керування РГМ:

- керування розвитком мережі;
- планування режимів транспорту і розподілу газу;
- стабілізація режимів.

Було також відзначено, що цілі керування на всіх трьох рівнях тісно переплітаються, а завдання газорозподілу в мережі (аналіз поточного розподілу, гідравлічний розрахунок, параметрична ідентифікація) повинні бути об'єднані під егідою автоматизованого керування.

В реальних РГМ оперативне керування на рівнях планування і стабілізації здійснюється черговим диспетчером. На рис.1.24 наведений алгоритм диспетчерського керування РГМ у режимі планування. Алгоритм регламентує дії диспетчера, що повинен забезпечити на планованому періоді (доба, тиждень, місяць) газорозподіл у мережі відповідно до прогнозу (керування за прогнозом), незалежно від поточного стану системи газопостачання (нормальні умови поточного розподілу або умови дефіциту газу).

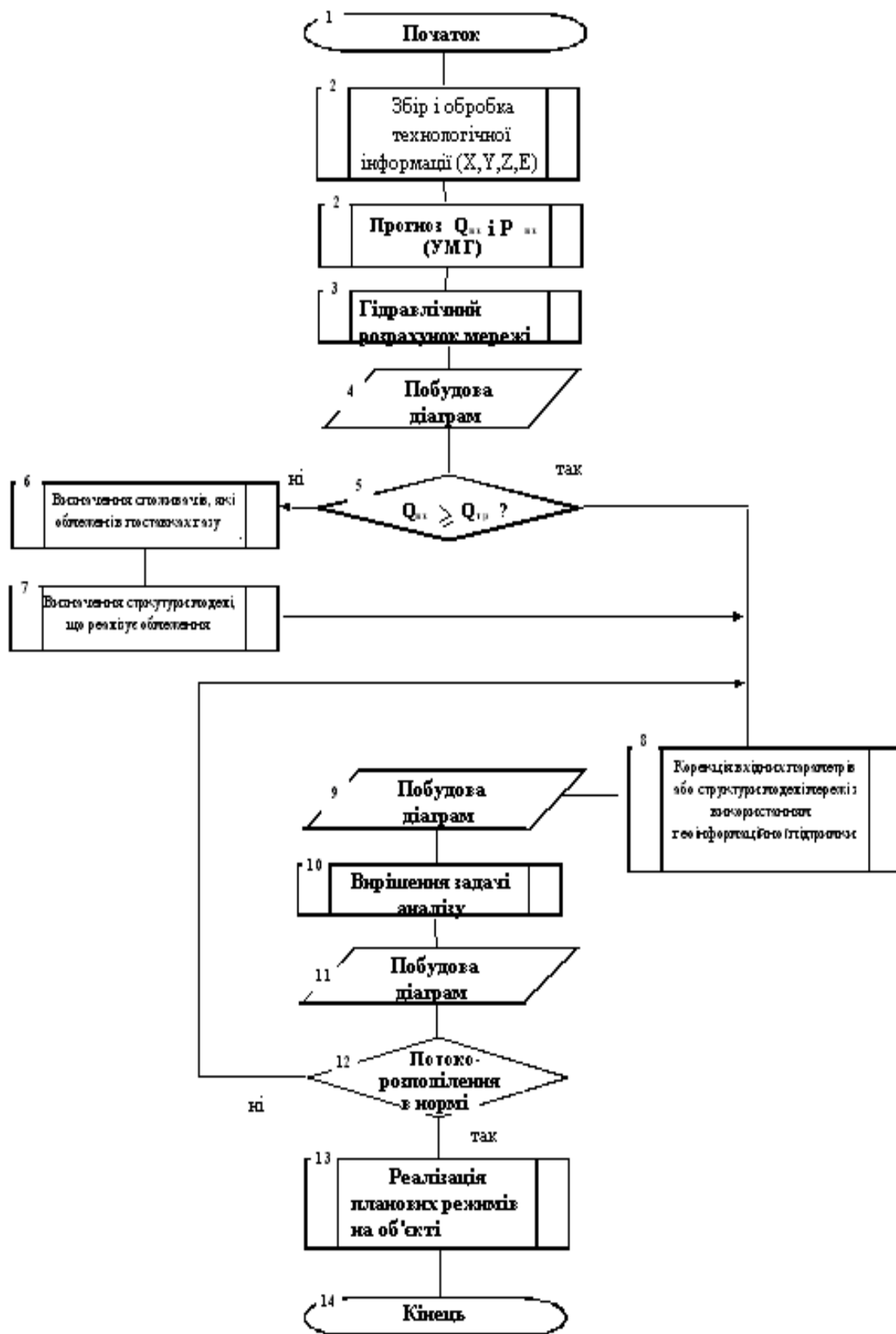


Рис. 1.24 - Алгоритм диспетчерського керування РГМ у режимі планування

Аналогічний алгоритм диспетчерського керування в режимі стабілізації (керування по відхиленню від запланованих параметрів) наведений на рис.1.25.

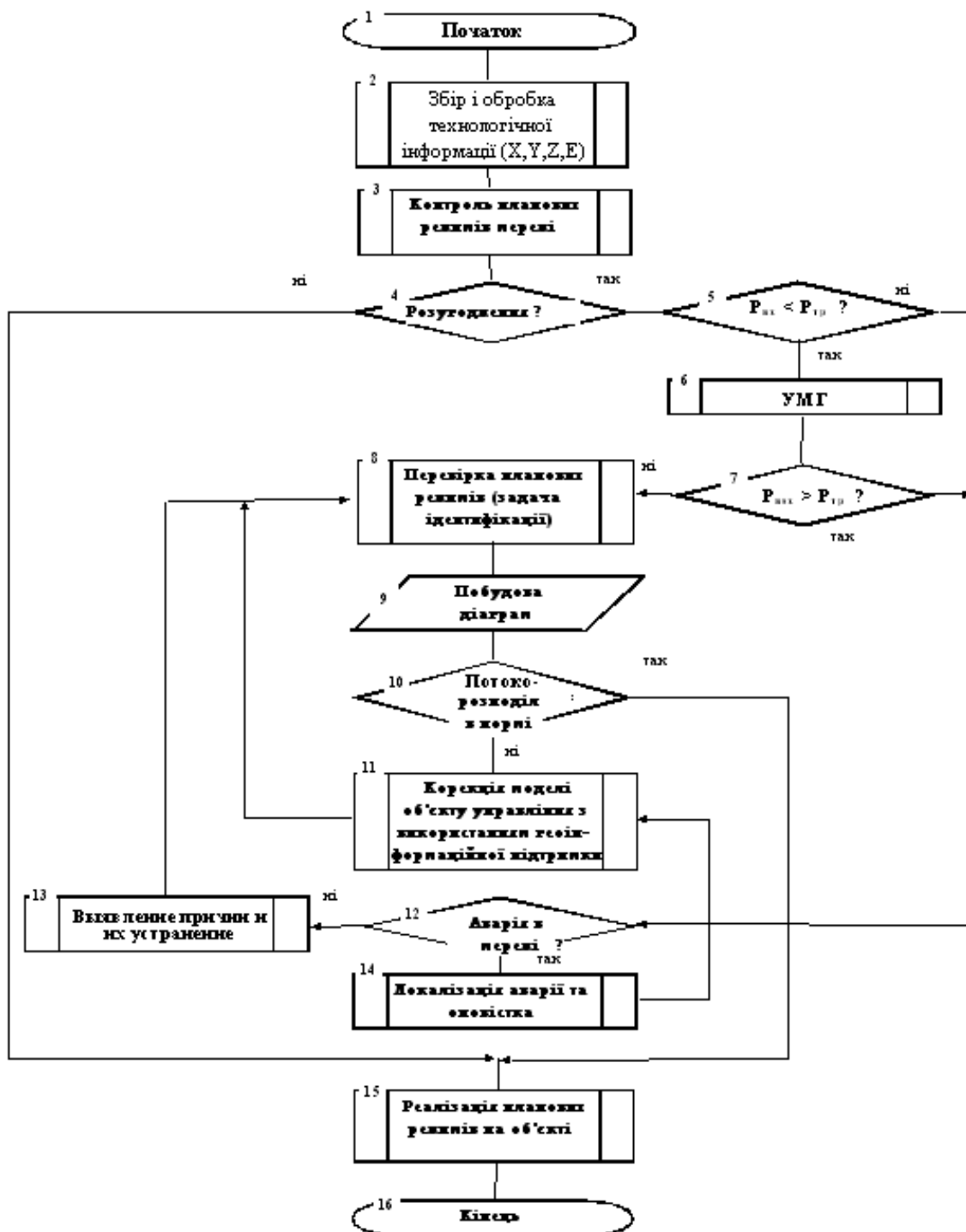


Рис. 1.25 - Алгоритм диспетчерського керування РГМ у режимі стабілізації

Контрольні питання

1. Які елементи входять в структуру газових мереж.
2. Назвіть перший рівень управління розвитку мереж.
3. Що таке планування режимів газопостачання.
4. Охарактеризуйте оперативне керування потокорозподілом.

ТЕМА 7. КЕРУВАННЯ ГАЗОВИМИ МЕРЕЖАМИ

7.1. Мережі газопостачання як еволюціонуючі системи

Мережі відкритих акціонерних товариств по газопостачанню і газифікації області є кінцевими ланками єдиної системи газопостачання (ЄСГ) країни, створення якої істотно підвищило рентабельність і надійність функціонування газорозподільних систем. Тут під єдиною системою газопостачання розуміється об'єднання газопостачальних систем, що охоплюють значну частину нашої країни. Кожна газопостачальна система являє собою сукупність газових промислів, магістральних газопроводів, підземних сховищ газу і газорозподільних станцій, об'єднаних єдиним гідродинамічним режимом видобутку, транспорту, зберігання і розподілу природного газу. Таким чином, кожна газопостачальна система як підсистема ЄСГ містить в собі весь технологічний ланцюжок від видобутку газу до споживача і розпадається на дві підсистеми: газодобувну та газотранспортну.

З погляду структури і функціонального призначення систему газопостачання (у тому числі й ЄСГ країни) можна представити збільшено (рис.1.26) у вигляді п'яти відносно незалежних по характеру та критеріям функціонування підсистем:

- джерела природного газу;
- спорудження по його обробці (підготовці);
- магістральні газові мережі;
- регіональні розподільні мережі;
- споживачі газу.



Рис. 1.26 - Функціональна структура системи газопостачання

Призначення перших двох підсистем - підготовка заданої кількості природного газу.

Основне призначення третьої підсистеми, що являє собою досить складну розгалужену мережу магістральних газопроводів - транспорт газу до місць його споживання (міста, регіони) або накопичення (газові сховища). Доставка газу на більші відстані здійснюється у вигляді потоків газу по трубопроводах великого діаметра, які формуються під впливом різниці тисків, створюваної активними елементами підсистеми (компресорні станції).

Призначення четвертої підсистеми - доставка і розподіл газу конкретним споживачам (промислові підприємства, комунально-побутові газовикористовуючі установки та ін.) даного регіону. Транспорт газу в цій підсистемі здійснюється у вигляді потоків під впливом потенційної енергії тиску газу, що йому була повідомлена в магістральному газопроводі перед входом у регіональну газову розподільну мережу (РГРС).

Четверта підсистема (РГРС) є найбільш складною і розгалуженою підсистемою системи газопостачання. Режими роботи по тиску в ній (2 кПа - 1,2 МПа) значно нижче робочих тисків у третій підсистемі (5 - 7.5 МПа), що й забезпечує необхідну енергію для роботи з доставки газу споживачеві.

Стійкість роботи всієї системи газопостачання багато в чому (якщо не у вирішальному ступені) залежить від якості функціонування четвертої підсистеми, де власне і реалізується головна функція системи - процес задоволення споживачів газом. Процеси газоспоживання мають постійно мінливий у часі, стохастичний характер, що залежить від багатьох факторів. Тому важливо з урахуванням цього характеру дати такий прогноз стану підсистеми на планований період $T_{пл}$, щоб внести мінімальні збурювання в роботу всієї системи газопостачання. Крім цього, важливість і відповідальність четвертої підсистеми складається ще й у тім, що тут при правильно організованому, раціональному плануванні поточкорозподілу всередині підсистеми можна одержати економію природного газу за рахунок оптимальних режимів його згоряння, зменшення витоків, а також поліпшити показники, що характеризують надійність забезпечення споживачів газом.

Рішення поставлених завдань можливо тільки в умовах функціонування АСУ ТП газопостачання регіону, що є у свою чергу підсистемою АСУ ТП ЄСГ країни.

Газові мережі відносяться до класу безупинно еволююючих систем, розвиток яких здійснюється як у часі, так і в просторі. Основне функціональне призначення газової мережі забезпечити споживачів газом у необхідних кількостях і під заданим тиском. Процеси газоспоживання є нестационарними стохастичними процесами, що містять детерміновані монотонно зростаючі тренди, що характеризують загальну тенденцію до зростання, як числа споживачів, так і обсягів споживання ними газу. Вплив на ці процеси величезної кількості неконтрольованих зовнішніх (метеорологічних, хронологічних, організаційних) факторів приводить до появи в них періодичних компонентів, параметри яких змінюються в часі.

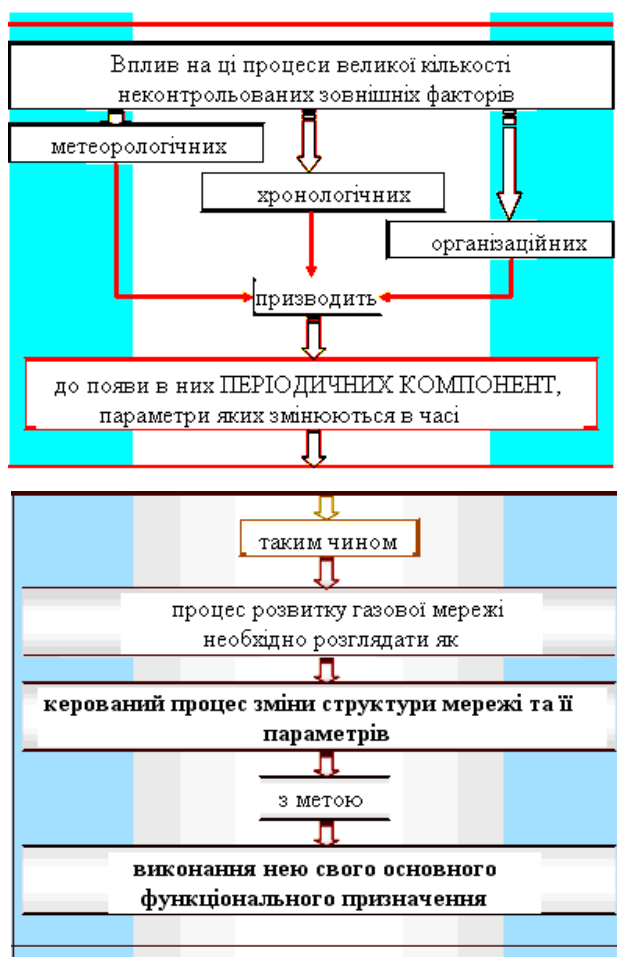


Рис. 1.27 – Вплив на процеси великої кількості неконтрольованих зовнішніх факторів

Таким чином, процес розвитку газової мережі необхідно розглядати як керований процес зміни структури мережі і її параметрів з метою виконання нею свого основного функціонального призначення. Наявність в процесах газоспоживання трьох основних компонентів (поліноміальний тренд, полігармонійний компонент і випадковий шум) приводить до

необхідності побудови трирівневої схеми керування газорозподілом у цих мережах, а саме:

- керування розвитком мережі, що полягає в цілеспрямованій зміні структури і параметрів мережі, що забезпечує відстеження поліноміального тренда; зводиться до рішення та реалізації завдань реконструкції й проектування в умовах розвитку;
- планування режимів транспорту й розподілу газу, що забезпечує цілеспрямоване відстеження полігармонійних трендів за рахунок зміни структури і параметрів існуючої газорозподільної мережі;
- стабілізація режимів, що забезпечує компенсацію впливу шумової складової в процесах газоспоживання.

Таким чином, основне призначення (ціль) розробки мереж газопостачання, як завдання керування в широкому сенсі, полягає в створенні такої мережі, що здатна виконати своє функціональне призначення, а саме: забезпечити газом всіх споживачів мережі не обхідною їм кількістю газу із заданим тиском. Ціль оперативного керування заключається в виконанні мережею її функціонального призначення в процесі експлуатації при виконанні всієї сукупності факторів, що виводять з рівноваги, технологічних обмежень і відмов окремих елементів, викликаних аварійними ситуаціями або профілактичними роботами. Завдання реконструкції газових мереж зводиться до завдання проектування при частково заданій структурі і сталості ряду параметрів.

Отже, цілі розробки, реконструкції газових мереж і оперативного керування газорозподілом в них тісно переплітаються між собою і об'єднання цих завдань під егідою автоматизованого керування потоко-розподілом у регіональних газових мережах закономірне.

Зупинимось на завданні оперативного керування в мережах газопостачання.

7.2. Якісні та кількісні показники оперативного керування газорозподільними мережами

Щоб визначити об'єкт керування, необхідно спочатку сформулювати мету (або цілі) керування. Цілі керування бувають двох видів - якісні та кількісні.

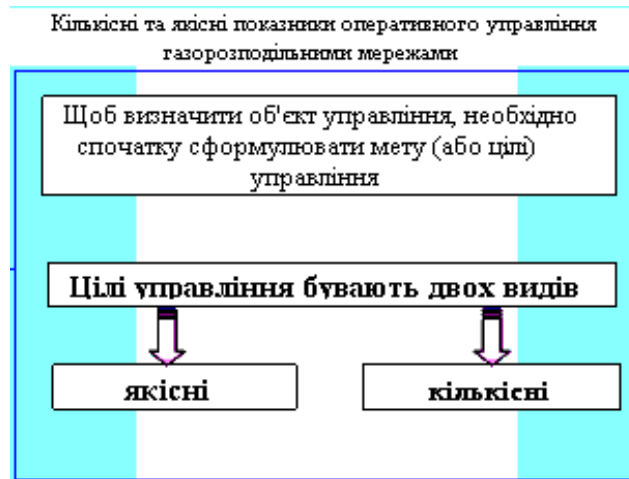


Рис. 1.28 – Кількісні та якісні показники оперативного управління газорозподільними мережами

Якісна мета керування міськими системами газопостачання визначається їх основним функціональним призначенням і полягає в забезпеченні споживачів газом у необхідних кількостях і в заданому діапазоні тисків. Ця мета може бути досягнута або не досягнута. Для кількісної характеристики досягнення поставленої мети служить критерій керування, що у цьому випадку може приймати тільки два значення: одиницю (у випадку досягнення мети) і нуль (у протилежному випадку). Якісні цілі є стратегічними й виконуються на самому верхньому рівні ієрархії керування всією системою. Простота такого критерію керування оманна, оскільки функціональна залежність критерію від керованих параметрів може бути досить складною.

Розглянемо цей критерій більш докладно.

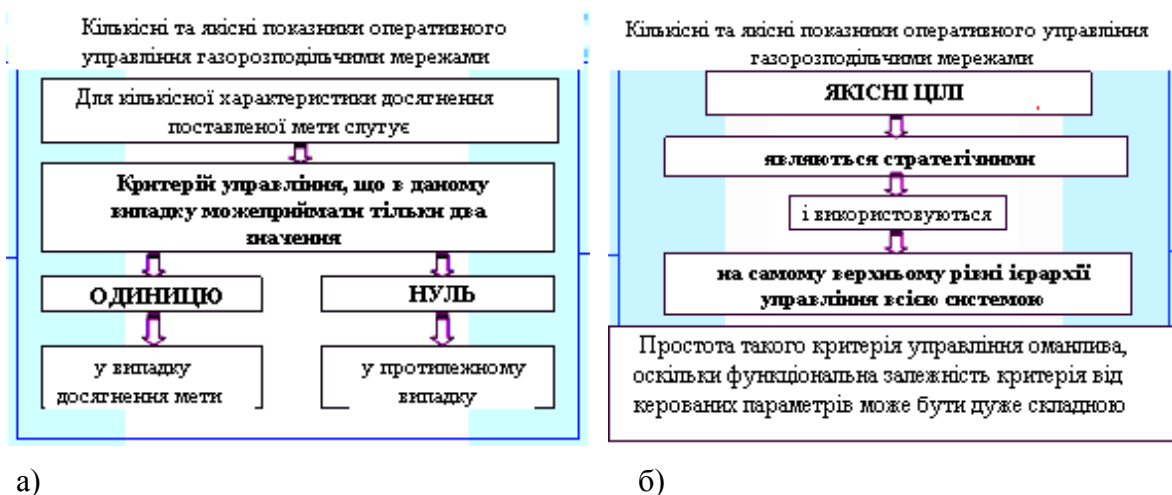


Рис. 1.29 – Кількісні та якісні показники оперативного управління газорозподільними мережами

Сформулюємо його на відрізку часу $[0, T]$. Для цього введемо критерій сумарні надлишкові тиски в момент часу t

$$y(t) = \sum_{j \in V} P_j(t) - P_j^+. \quad (1.7)$$

де V - безліч вершин графа мережі;

e - кількість його дуг;

P_j, P_j^+ - поточний та мінімально припустимий тиск в j -му вузлі відповідно.

Критерій є ключовим до розуміння багатьох проблем організації раціонального функціонування газових мереж. В нормальних умовах функціонування поточний тиск P_j повинен бути завжди більше або дорівнювати P_j^+ .

В ідеальному випадку тиск у споживачів повинен бути мінімальним, але з фізичної суті мережі домогтися цього неможливо, оскільки тиск на вході трубопроводу завжди вище, ніж на його виході.

Оцінка цього критерію на відрізку часу $[0, T]$ дозволяє судити про ефективне функціонування газової мережі з погляду виконання останньої свого основного функціонального призначення. Зміна тиску в кожній вершині графа мережі, іноді називане вільним тиском, на заданому відрізку часу $[0, T]$ будемо характеризувати функціоналом виду

$$Z_j = \frac{1}{T} \int_0^T \varphi(P_j(t)) dt, \quad (1.8)$$

де $P_j(t)$ - випадковий процес зміни величини вільного тиску в j -му вузлі газової мережі;

$$\varphi_j(t) = \varphi(P_j(t)) = \begin{cases} 1, & \text{при } P_j(t) \geq P_j^+; \\ 0, & \text{при } P_j(t) < P_j^+. \end{cases} \quad (1.9)$$

Функціонал характеризує відносний час, протягом якого газова мережа виконує своє функціональне призначення для споживача j -го вузла.

Якщо інформація про величину вільного тиску в j -му вузлі надходила в дискретні моменти часу $t, t+1$, то приблизно

$$Z_j = \frac{1}{T} \sum_{k=1}^T \varphi(P_{jk}) \Delta t_k \quad (j \in V). \quad (1.10)$$

Ефективність функціонування мережі газопостачання на тимчасовому інтервалі $[0, T]$ у найпростішому випадку можна характеризувати функціоналом виду

$$Z = \frac{1}{v} \sum_{j \in V} Z_j. \quad (1.11)$$

Класичний підхід до оперативного управління і проектування інженерних мереж викладений у роботах, а безпосередньо для газових мереж. Ці завдання є завданнями автоматизованого керування, тобто вирішуються через ЛПР (людина, яка приймає рішення).

Мережі газопостачання характеризуються безліччю технічних параметрів, що визначають стан системи і залежать від значень керованих перемінних. Досягнення якісної мети можливе при різних значеннях керованих перемінних і, отже, при різних значеннях цих параметрів. Більше того, для досягнення якісної мети взагалі неважливо, які будуть значення параметрів, аби тільки вони не виходили за припустимі границі. Однак при реалізації керування (реалізації досягнення якісної мети) далеко не байдуже, якою ціною буде досягнута поставлена мета, тобто мова йде не про керування взагалі, а про ефективне керування, що характеризується кількісними цілями (критеріями) керування.

Кількісні цілі керування полягають у прагненні зменшити (або збільшити) значення деяких параметрів (критеріїв оптимізації), що характеризують режими функціонування регіональної системи газопостачання.

7.3. Керування в нормальних умовах

Коли кількість газу, необхідна регіону на даному відрізку часу, не перевищує значення, що поставляється, то мережа газопостачання функціонує в нормальних умовах. Якісна мета керування в цих умовах досягається.

"Ідеальним" керуванням, з погляду кількісних цілей, у цих умовах було б досягнення такого газорозподілу в мережі, що забезпечує тиск на вході кожного споживача на рівні мінімально припустимого P_j^+ . Однак, досягнення цієї мети на практиці неможливо через складність реальних мереж високого і, особливо, середнього тиску; через безліч споживачів газу (а кожний з них має своє значення P_j^+) і ін. Оскільки специфіка регіональних газопостачальних мереж полягає в тому, що вони є пасив-

ними системами, то критерій енерговитрати на доставку цільового продукту, значимий для інших інженерних мереж (водо-, теплорозподільні і т.д.) у розглянутих мережах несуттєвий. Тому основним кількісним критерієм керування мережами газопостачання в нормальних умовах функціонування є забезпечення споживачів газом у необхідних кількостях при мінімумі сумарних надлишкових тисків в мережі (1.7).

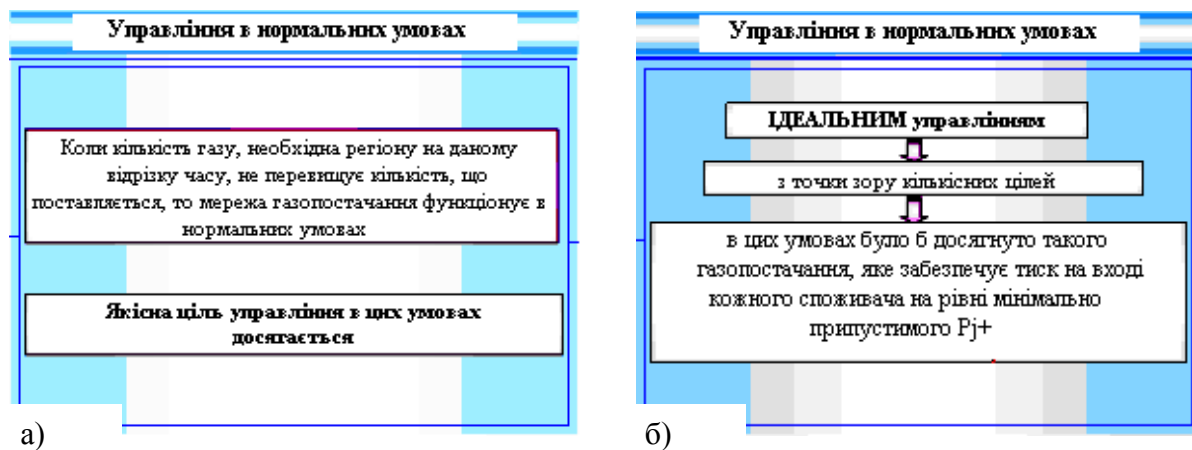


Рис. 1.30 – Управління в нормальних умовах

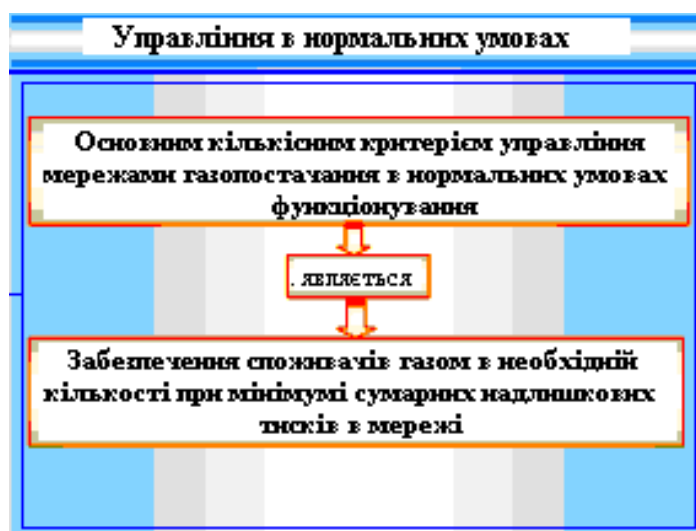


Рис. 1.31 – Управління в нормальних умовах

Як вже відзначалося, сумарні надлишкові тиски в мережі складаються зі значень надлишкових тисків у кожного споживача, що представляють собою різницю між фактичними і мінімально припустимим тисками. Реалізація управління за даним критерієм дозволяє зменшити витрати газу в мережі, перевитрату його споживачами, імовірність виникнення аварійних ситуацій у мережі. Крім того, організація ощадливих режимів споживання газу в регіональній мережі, що є споживачем магі-

стральної транспортної мережі (рис. 1.26), дозволяє останній заощаджувати електроенергію, затрачувану на далекий транспорт газу.

Контрольні питання

1. Охарактеризуйте функціональну структуру системи газозабезпечення.
2. Назвіть призначення першої та другої підсистеми.
3. Назвіть призначення і особливості підсистеми регіональних газорозподільних мереж.
4. Назвіть основне призначення (ціль) розробки мереж газопостачання.
5. Охарактеризуйте якісні та кількісні цілі оперативного керування.
6. Особливості керування мережами газопостачання в нормальних умовах.

ТЕМА 8. КЕРУВАННЯ ГАЗОВИМИ МЕРЕЖАМИ В УМОВАХ ДЕФІЦИТУ ГАЗУ І В АВАРІЙНИХ СИТУАЦІЯХ

8.1. Керування в умовах дефіциту газу

Коли кількість газу, необхідна регіону на відрізок часу $T_{пл}$, перевищує кількість, що може виділити його постачальник, виникає завдання керування системою газопостачання в умовах дефіциту газу.

Дефіцит газу призводить до погіршення техніко-економічних показників роботи підприємств і вимагає додаткових витрат, пов'язаних з переходом підприємств на інші види палива.

Якісна мета керування в цих умовах не досягається.

Завдання керування газовою мережею в умовах дефіциту газу розпадаються на два етапи:

I етап: завдання оптимального вибору обмежених у газі (повністю або частково) споживачів (завдання розподілу дефіциту). Критерієм оптимізації на даному етапі є мінімізація народно-господарського збитку, пов'язаного з погіршенням техніко-економічних показників підприємств, що обмежують у газі, а також з додатковими витратами на перехід підприємств на резервне паливо і назад.

II етап: завдання планування (для споживачів, що залишилися) поточкорозподілу в мережі за критерієм мінімуму сумарних надлишкових тисків на входах споживачів.

8.2. Керування в аварійних ситуаціях

Відмова (аварія) лінійної ділянки газової мережі приводить до значних збитків, внаслідок прямих втрат газу, зміни режимів функціонування мережі, виникнення дефіциту газу в системі й, нарешті, саме небажане - вибух газоповітряної суміші з усіма наслідками, що впливають звідси. У цих умовах виникає завдання керування регіональною газовою мережею в аварійних ситуаціях.

Якісна мета керування при виникненні аварії може бути в деяких випадках досягнута після локалізації аварійної ділянки при наявності відомої структурної надлишковості мережі. Все залежить від характеру,

місця і часу виявлення аварії. Завдання керування в аварійних ситуаціях можна розбити на три етапи:

I етап: завдання виявлення місця розташування аварії (розрив труби). Теоретично її можна вирішити за допомогою ідентифікації гідравлічних опорів окремих ділянок і зон газової мережі, визначення швидкості зміни цих опорів і ухвалення рішення про наявність аварійної ситуації, якщо ці значення переходять деякий поріг. На практиці - це дзвінки населення, візуальне виявлення. У перспективі для рішення цього завдання можна залучити авіацію і космічну техніку (аерофотознімання з наступною обробкою одержаної інформації на ЕОМ). Критерій керування на даному етапі - мінімум часу виявлення аварійної ситуації.

II етап: завдання раціональної локалізації аварійної ділянки. Вирішується шляхом пошуку найближчих до аварійної ділянок вимикаючих пристроїв з метою їх виключення з мережі. Якщо є кілька варіантів виключення аварійної ділянки, вибирається варіант, що дає мінімум наведених додаткових витрат (мінімум збитку), що виникають через аварію в мережі.

III етап: завдання планування газорозподілу в мережі за критерієм мінімуму сумарних надлишкових тисків на входах споживачів (для структури мережі, що вийшла в результаті рішення завдання попереднього етапу). Якщо ж у результаті аварії виник дефіцит газу, то на III етапі вирішується описане раніше завдання керування регіональною мережею в умовах дефіциту газу.

Відзначимо одну характерну деталь: у розглянутих завданнях керування ГСГ в різних умовах її функціонування присутнє завдання раціонального планування газорозподілу в мережі за заданим критерієм (у цьому випадку - мінімум сумарних надлишкових тисків на входах споживачів) або, у загальному випадку, по вектору критеріїв.

8.3. Керування системою газопостачання регіону в аварійних ситуаціях

Аварійні ситуації розподіляються:

- аварії на підземних газопроводах високого, середнього і низького тиску (природний газ);

- аварії на об'єктах, пов'язаних з використанням зрідженого газу;
- аварії на підземних газопроводах високого, середнього і низького тиску (природний і зріджений газ);
- загазованість території або приміщень ГНС;
- заpalення газу, що виходить через нещільності в газопроводах або арматурах;
- об'ємне заpalення газу, вибух (на території або в приміщеннях);
- загазованість приміщення котельні;
- пожежа в приміщенні котельні.

1. Типи аварій на об'єктах, пов'язаних з використанням природного газу.

"Запах газу в підвалі житлового будинку".

"Запах газу в під'їзді або на сходовій клітці".

"Запах газу в квартирі".

"Запах газу на вулиці".

Зміст заявки: "Вихід газу з конденсатозбірника низького тиску або гідрозатвору в атмосферу".

"Вихід газу з конденсатозбірника середнього і високого тиску в атмосферу".

"Запах газу біля газового колодязя".

"Запах газу в ГРП (ГРП закільцьований)".

"Запах газу в ГРП, ГРУ (ГРП і ГРУ тупикові)".

"Загазованість приміщення котельні", "Запах газу в котельні".

2. Типи аварій на об'єктах, пов'язаних з використанням зрідженого газу.

"Запах газу біля групової резервуарної установки".

"Запах газу біля групової шафової газобалонної установки".

"Запах газу в квартирі з індивідуальною газобалонною установкою".

"Припинення подачі газу", "Зменшення тиску газу в газовій мережі".

"Аварія автоцистерни зрідженого газу - виток газу".

"Наявність рідкої фази зрідженого газу в пальниках газових приладів".

3. Типи аварій на підземних газопроводах високого, середнього і низького тиску (природний і зріджений газ).

"Вибух газу в приміщенні".

"Підвищення тиску газу перед пальниками газового приладу у споживача газу".

4. Дії аварійної бригади у випадках отруєння газом.

Зміст заявки: "Отруєння газом".

5. Типи аварій на газонаповнювальних станціях зріджених газів.

"Загазованість території або приміщень ГНС".

"Запалення газу, що виходить через нещільності в газопроводах або арматурах".

Об'ємне запалення газу, вибух (на території або в приміщеннях).

"Загазованість приміщення котельні".

"Пожежа в приміщенні котельні".

Розробляються плани дії аварійної бригади на кожний тип аварії.

Зміст заявки: "Запах газу у квартирі".

1.3.3. Можливі причини аварії: порушення цілісності підземного й надземного (внутрішньобудинкового) газопроводів - розрив зварного стику, утворення свища в результаті корозії газопроводу, негерметичність зварних і нарізних сполучень запірних пристроїв і ін.

1.3.4. Послідовність проведення робіт з локалізації і ліквідації аварії.

1.3.4.1. Прийом заявки і інструктаж заявника по вживанню заходів безпеки до прибуття аварійної бригади згідно "Пам'ятки по інструктажу".

1.3.4.2. Реєстрація аварійної заявки і виписка заявки аварійній бригаді.

1.3.4.3. Підготовка необхідної документації, ознайомлення складу бригади з характером заявки і проведення інструктажу з проведення газонебезпечних робіт. Виїзд на аварію.

1.3.4.4. Розміщення попереджувальних знаків на в'їздах до аварійного об'єкта і охорона входу в нього з метою недопущення відкритого вогню в загазованому приміщенні.

1.3.4.5. Визначення концентрації газу в квартирі, суміжних приміщеннях, сходовій клітці, підвалі і льохах за допомогою газоаналізатора.

1.3.4.6. Інтенсивна вентиляція загазованої квартири.

1.3.4.7. Пошук витоку газу на внутрішньоквартирному газовому розведенні і у газовому устаткуванні за допомогою мильної емульсії й газоаналізатора.

- 1.3.4.8. Відключення дефектної ділянки внутрішньобудинкового газопроводу, усунення витoku газу і відновлення газопостачання.
- 1.3.4.9. Перевірка на загазованість газоаналізатором квартири суміжних приміщень, сходової клітки і підвалу.
- 1.3.5. Дії диспетчера.
 - 1.3.5.1. Приймає заявku і інструктує заявника згідно "Пам'ятки по інструктажу".
 - 1.3.5.2. Заносить в журнал зміст заявki, що надійшла.
 - 1.3.5.3. Випиcує заявku аварійній бригаді.
 - 1.3.5.4. Ознайомлює бригаду зі змістом заявki і особливостями об'єкта.
 - 1.3.5.5. Готує разом з майстром (слюсарем) документацію на даний об'єкт.
 - 1.3.5.6. Забезпечує виїзд аварійної бригади на об'єкт протягом 5 хв.
 - 1.3.5.7. Підтримує постійний зв'язок із бригадою, уточнює характер аварії.
 - 1.3.5.8. При необхідності повідомляє начальнику і головному інженеру філії про складності даної роботи і передає їхнє розпорядження майстрові.
- 1.3.6. Дії майстра.
 - 1.3.6.1. Одержує від диспетчера заявku, підбирає необхідну документацію: планшет, схему зварних стиків, виконавчі креслення і вказівки про порядок відключення об'єкта (району) якщо буде потреба.
 - 1.3.6.2. Перевіряє справність газоаналізатора і засобів індивідуального захисту.
 - 1.3.6.3. Інструктує склад бригади, ознайомлює його із планшетом, схемою відключення об'єкта (району) від діючих газопроводів і протягом 5 хв. виїжджає із бригадою до місця аварії.
- 1.3.7. Після прибуття на місце:
 - 1.3.7.1. Дає розпорядження бригаді по проведенню робіт.
 - 1.3.7.2. Організує охорону входу в аварійний об'єкт і знайомить із обстановкою.

- 1.3.7.3. Забезпечує перевірку на загазованість квартири, суміжних і вище розташованих приміщень, сходової клітки, підвалу і льохів.
 - 1.3.7.4. Повідомляє диспетчерові про концентрації газу в квартирі і результати перевірки інших приміщень.
 - 1.3.7.5. Забезпечує інтенсивне провітрювання загазованої квартири, підвалів і під'їзду, з одночасним видаленням із квартири мешканців відповідно до інструкції по мірах безпеки.
 - 1.3.7.6. Організує пошук місця витoku газу на внутрішньо-квартирному газовому розведенні, на підземних комунікаціях і в газовому устаткуванні за допомогою мильної емульсії.
 - 1.3.7.7. Організує відключення дефектної ділянки внутрішньоквартирного газового розведення або вуличного газопроводу, усунення витoku газу і відновлення газопостачання квартири.
 - 1.3.7.8. Організує повторну перевірку на загазованість квартири, суміжних і вище розташованих приміщень, сходової клітки, підвалу і льохів за допомогою газоаналізатора.
 - 1.3.7.9. Оформляє виконання заявки, доповідає диспетчерові про ліквідацію аварії.
- 1.3.8. Дії слюсаря.
- 1.3.8.1. Усвідомлює характер аварійної заявки.
 - 1.3.8.2. Перевіряє працездатність газоаналізатора, засобів індивідуального захисту та ін.
 - 1.3.8.3. Протягом 5 хв виїжджає на місце аварії.
- 1.3.9. Після прибуття на місце:
- 1.3.9.1. Встановлює наявність витoku газу за допомогою газоаналізатора і бере участь у пошуку витoku, доповідає майстрові. За вказівкою майстра відключає подачу газу на об'єкт.
 - 1.3.9.2. Підготовляє необхідні інструмент і механізми до роботи.
 - 1.3.9.3. Бере участь у роботах з ліквідації аварії.
 - 1.3.9.4. Виконує роботи під керівництвом майстра і доповідає йому про їх виконання.

- 1.3.9.5. Інструктує абонента по безпечному користуванню газовими приладами.
- 1.3.9.6. Утримує в порядку в аварійній автомашині інструмент, інвентар і засоби індивідуального захисту. Виконує розпорядження майстра.
- 1.3.10. Дії шофера-слюсаря.
- 1.3.10.1. Виїжджає на місце аварії найкоротшим шляхом протягом 5 хв.
- 1.3.10.2. Підтримує безперервний зв'язок з диспетчером.
- 1.3.11. Після прибуття на місце:
- 1.3.11.1. Ставить аварійну автомашину не ближче 15 м від місця розташування загазованого об'єкта з підвітерної сторони в положення, що забезпечує перекриття проїздів у загазовану зону і можливість спостереження за переміщенням сторонніх осіб, в нічний час - освітлення фарами загазованої зони і підключення переносного освітлення.
- 1.3.11.2. Розставляє попереджувальні знаки в місцях підходу до загазованої зони, при необхідності і за вказівкою майстра.
- 1.3.11.3. Виконує розпорядження майстра.

Контрольні питання

1. Назвіть етапи керування газовими мережами в умовах дефіциту газу.
2. Особливості етапів керування в аварійних ситуаціях.
3. Назвіть основні типи аварій на об'єктах газопостачання.
4. Призначення і впровадження планів локалізації і ліквідації аварійних ситуацій (ПЛАС).
5. План дії аварійних служб при заявці "Запах газу в квартирі".
6. План дії аварійних служб при заявці "Запах газу в підвалі житлового будинку".
7. План дії аварійних служб при заявці "Запах газу в ГРП".
8. План дії аварійних служб при заявці "Запах газу в газовому колодязі".
9. План дії аварійних служб при заявці "Запах газу в котельні".

ЗМ 2. ОРГАНІЗАЦІЯ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ГАЗОВИХ МЕРЕЖ

ТЕМА 9. ОРГАНІЗАЦІЯ ЗДАЧІ-ПРИЙОМУ В ЕКСПЛУАТАЦІЮ СИСТЕМ ГАЗОПОСТАЧАННЯ

9.1. Загальні положення

Приймання в експлуатацію об'єктів здійснюється за умови підключення систем газопостачання до зовнішніх мереж. До моменту закінчення випробування повинна бути закінчена необхідна перевірка окремих вузлів газового обладнання.

Якщо об'єкт, прийнятий комісією, не був введений в експлуатацію протягом місяця від дня останнього випробування на щільність, проводять повторне випробування газопроводів на щільність і замовник перевіряє стан димовідводящих і вентиляційних систем, комплектність і справність газового обладнання, арматури, КВП і пристроїв захисту від корозії.

Системи газопостачання міст, селищ і сільських населені пункти-газопроводи, ГРП і газове обладнання промислових, сільськогосподарських і комунальних підприємств, підприємств суспільного призначення й побутового обслуговування населення, житлових будинків і інших об'єктів, що використовують газове паливо, ГНС, АГНС, ГНП - після закінчення їхнього монтажу або капітального ремонту приймає комісія.

Приймання в експлуатацію об'єктів системи газопостачання повинна проводитися відповідно до вимог розділу ДБН В.2.5-20-2001, Правил безпеки систем газопостачання України.

Закінчені будівництвом котельні, ГРП, що входять у комплекс будівництва об'єктів виробничого або житло-цивільного призначення при уведенні їх у дію в процесі будівництва комплексу, приймаються робочими комісіями в експлуатацію разом зі змонтованим у них обладнанням у міру їхньої готовності.

Забороняється приймання в експлуатацію об'єктів виробничого призначення з недоробками, що перешкоджають їхньої нормальної експлуатації й погіршують санітарно-гігієнічних умов і безпеку праці працюючих, з відступами від затвердженого проекту або складу пускового

комплексу, а також без випробування, випробування й перевірки роботи всього встановленого обладнання й механізмів, і об'єкти, не прийняті комісією або підключені по тимчасових схемах.

Безпека експлуатації систем газопостачання значною мірою залежить не тільки від якості застосовуваних матеріалів, використовуваних при газифікації, від ретельного контролю за виконанням будівельно-монтажних робіт, але й від правильного приймання й введення об'єктів газового господарства в експлуатацію. Системи газопостачання, газопроводи й ГРП по закінченні монтажу або капітального ремонту повинні прийматися комісією, у яку входять представники замовника, будівельно-монтажної організації, підприємства газового господарства, газотехнічній інспекції Держнаглядохоронпраці. При прийманні об'єктів комісія перевіряє технічну документацію, оглядає змонтовану газову систему. Комісія має право перевіряти також ділянки газопроводів розбиранням, просвічуванням або вирізкою стиків з газопроводів для проведення механічних випробувань, а також проводити повторні випробування газопроводів.

Приймання оформлюється актом, що є дозволом на введення об'єкта в експлуатацію. До цього часу закінчується розробка інструкцій, технологічних схем, плану ліквідації можливих аварій, підготовка й перевірка знань в обслуговуючого персоналу й інженерно-технічних працівників, видається наказ про призначення осіб, відповідальних за газове господарство.

Уведення в експлуатацію новоспоруджених газопроводів і ГРП, як правило, виконується підприємством газового господарства. Перед вирізкою і пуском газу побудовані газопроводи й ГРП піддаються контрольному опресуванню. Підземні й надземні газопроводи незалежно від розрахункового тиску підлягають контрольному опресуванню тиском 0,02 МПа. Падіння тиску не повинне перевищувати 10 даПа за 1 год. Внутрішні газопроводи підприємств, котелень, ГРП і ГРУ піддаються контрольному опресуванню тиском 0,01 МПа (падіння тиску в цьому випадку не повинне перевищувати 60 даПа за 1 год).

Приєднання нових газопроводів до діючих і пуск газу - це газонебезпечні роботи, які виконуються спеціально підготовленим персоналом. Газопроводи при пуску повинні продуватися газом до витиснення всього повітря. Закінчення продувки визначається аналізом або

спалюванням проб, що відбирають. При цьому вміст кисню в газі не повинен перевищувати 1%, а згоряння газу повинне відбуватися спокійно, без проскоків та хлопання. Закінчення робіт з пуску газу відзначається у наряді-допуску на газонебезпечні роботи, що додається до виконавчо-технічної документації й зберігається разом з нею. На кожний газопровід і ГРП (ГРУ) складається паспорт, у якому указуються основні дані, що характеризують газопровід і ГРП. Надалі в паспорти заносяться відомості про всі роботи з ремонту в процесі експлуатації.

9.2. Випробування систем газопостачання

Гідравлічні або пневматичні випробування проводяться під керівництвом виконавця робіт, у присутності представника газового господарства й замовника.

Проводять випробування після установки арматури, що відключає, і контрольно-вимірювальних приладів (КВП). Якщо прилади й арматури не розраховані на іспитовий тиск, замість них на період випробувань установлюють котушки, заглушки або пробки. Тривалість витримування газопроводу під тиском при випробуванні на міцність повинна бути не менш 1 ч, після чого тиск знижують до норми, установленої для випробування на щільність і оглядають газопровід і арматури. Дефектні місця виявляють за допомогою обмилювання з'єднань мильною емульсією. Виявлені дефекти усувають до випробування на щільність.

9.2.1. Підготовчі роботи до початку проведення випробувань

Щоб уникнути засмічення арматури твердими частками й зменшення перетину газопроводу трубопроводи перед випробуванням ретельно продувають повітрям і очищають від бруду, іржі, зварювальних шлаків, сторонніх предметів і т.п.

Більші ділянки газопроводів продувають по певних схемах, що залежить від місцевих умов. Газопроводи продувають повітрям тиском не більше 0,6 МПа, При діаметрі трубопроводу до 200 мм продувка здійснюється без очисних поршнів, а більше 200 мм - зі спеціальними очисними поршнями (або іншими пристроями).

При проведенні випробувань застосовують манометри, що забезпечують необхідну точність вимірів тиску, при іспитовому тиску до

0,01 МПа- U-образні, заповнюють водою; при випробуваному тиску понад 0,01 МПа на міцність пружинні манометри не нижче класу 1,5 по ГОСТ 2405-80, на щільність U-образні манометри із ртутним заповненням, пружинні контрольні або зразкові манометри за ГОСТ 6521-72.

Манометри й дифманометри повинні мати непрострочені й непорушені державні поверительні клейма або пломби.

9.2.2. Випробування підземних і надземних газопроводів на міцність

Проводять такі випробування після монтажу їх у траншею й присипки на висоту 20-25см над верхньої утворюючої труби, за винятком стиків, що засипають після випробування. Допускається випробовувати газопроводи низького й середнього тиску з ізольованим і присипаним стиками за умови: якщо стики перевірені фізичними методами контролю; коли секції були випробувані на міцність на брівці траншеї до ізоляції стиків і при випробуванні газопроводу на міцність тиском не менш 6 кгс/см². Випробування газопроводів високого тиску здійснюється з ізольованими й присипаними стиками. Ділянки газопроводів на переходах через водні перешкоди, а також під автомобільними, залізничними й трамвайними шляхами випробовують на міцність після зварювання переходу або його частини до укладання на місце.

Підземні й надземні розподільні газопроводи випробуються на міцність тиском:

- 0,3 МПа під час випробування газопроводів низького тиску (до 500 даПа);
- 0,45 Мпа-середнього (понад 500 даПа до 0,3 Мпа); 0,75 МПа-високого (понад 0,3 до 0,6 МПа);
- 1,5 МПа-високого тиску (понад 0,6 до 1,2 МПа);
- вводи до будинків газопроводів низького тиску з діаметром умовного проходу до 100 мм при роздільному будівництві з розподільними газопроводами випробовуються тиском 0,1 МПа.

9.2.3. Випробування підземних газопроводів на щільність

Випробування на щільність проводять після засипання на повну глибину до проектних оцінок.

Для вирівнювання температури повітря в газопроводі з температурою ґрунту після наповнення повітрям до початку випробувань їх витримують під іспитовим тиском. Мінімальний час витримки встановлюється залежно від діаметра газопроводу: при Ду до 300 мм-6 год; при Ду 300-500 мм- 12 год; при Ду понад 500 мм - 24 год. Час випробування підземних газопроводів - 24 год. Надземні газопроводи з випробуванням тиском понад 0,3 МПа на міцність випробовують водою.

Газопровід вважається витриманим випробування, якщо фактичне падіння тиску не перевищує розрахункової величини, обумовленої по формулі (2.1) для газопроводу одного діаметра або по формулі (2.2) для газопроводу, що має ділянки різних діаметрів

$$\Delta P_{adm} = \frac{20T}{D}, \quad (2.1)$$

де ΔP_{adm} - припустиме падіння тиску, кПа;

T - тривалість випробування, година.

Якщо випробовуваний газопровід складається з ділянок різних діаметрів $D_1, D_2, D_3, \dots, D_n$, то величина D визначається по формулі

$$D = \frac{D_1^2 L_1 + D_2^2 L_2 + \dots + D_n^2 L_n}{D_1 L_1 + D_2 L_2 + \dots + D_n L_n}, \quad (2.2)$$

де D_1, D_2, \dots, D_n - внутрішні діаметри ділянок газопроводу, мм;

L_1, L_2, \dots, L_n - довжина ділянок газопроводів відповідних діаметрів, м.

Фактичне падіння тиску в газопроводі ΔP_f за час випробування варто визначати по формулі

$$\Delta P_f = P_1 + B_1 - P_2 + B_2, \quad (2.3)$$

де P_1 і P_2 - показання манометра відповідно на початку й наприкінці випробування, кПа;

B_1 і B_2 - показання барометра відповідно на початку й наприкінці випробування, кПа.

Ділянки газопроводів на переходах через водні перешкоди, а також під автомобільними, залізничними й трамвайними шляхами на щільність випробовуються повітрям у дві стадії: після укладання на місце, а також після повного монтажу і засипання всього переходу й при остаточному випробуванні всього газопроводу в цілому.

Надземні газопроводи всіх тисків при випробуванні на щільність повинні витримуватися під тиском не менш 30 хв, після чого, не знижуючи тиску, їх оглядають і перевіряють мильним розчином осі зварені, фланцеві й різьбні сполучення.

Газопровід вважається витриманим випробування при відсутності помітного падіння тиску по манометрі й витоків повітря при перевірці з'єднань обмилюванням.

Вводи до будинків газопроводів низького тиску з діаметром умовного проходу до 100 мм при роздільному будівництві з розподільними газопроводами випробовуються на щільність тиском 0,01 МПа протягом однієї години. Допустиме падіння тиску не більше 5 даПа.

9.2.4. Випробування внутрішніх газопроводів на міцність і щільність

Випробування внутрішніх газопроводів на міцність проводяться при відключених приладах, якщо вони не розраховані на випробний тиск. При необхідності випробовують окремі ділянки. При наявності в теплових агрегатів приладів автоматики випробування газопроводів на міцність виконується до запірною пристрою на опуску газопроводу до агрегату.

Внутрішні газопроводи на міцність випробовуються протягом не менш однієї години, при тиску в газопроводах:

- -низькому тиску-0,1 МПа;
- -середньому (до 0,1 МПа)-0,2 МПа;
- -середньому (понад 0,1 до 0,3 МПа)-0,45 МПа;
- -високому (понад 0,3 до 0,6 МПа)-0,75 МПа;
- -високому тиску (понад 0,6 до 1,2 МПа)-1,5 МПа.

Видимого падіння тиску по манометрі не допускається. Знайдені дефекти повинні усуватися до випробування на щільність.

Випробування внутрішніх газопроводів на щільність виконується після вирівнювання температур повітря усередині газопроводу й навколишнього середовища. Для спостереження за температурою в газопроводі на початку й кінці випробовуваної ділянки встановлюють термометри.

Тиск і температура повітря в газопроводі визначаються як середнє арифметичне показання всіх манометрів і термометрів, установлених на газопроводі під час випробування.

Тривалість випробувань на щільність газопроводів, прокладених усередині приміщень, за винятком житлових будинків, комунально-побутових об'єктів, громадських будинків, де змонтовані газопроводи низького тиску, повинна бути не менш 1 год. Газопровід вважається витриманим випробування на щільність, якщо допустима величина падіння тиску ΔP за 1 год не перевищить величини, обумовленої по формулі

$$\Delta P_{adm} = \frac{50}{D}, \quad (2.4)$$

де D - внутрішній діаметр випробовуваного газопроводу, мм.

Якщо випробовуваний газопровід складається з ділянок труб різних діаметрів, середнє значення внутрішнього діаметра газопроводу визначається по формулі (2.2).

Фактичне падіння тиску в газопроводі, виражене у відсотках, визначається по формулі:

$$\Delta P_f = 100 \left[1 - \frac{P_2 + B_2 \cdot t_1}{P_1 + B_2 \cdot t_2} \right], \quad (2.5)$$

де P_1 і P_2 - показання манометра на початку і кінці випробування, КПа;

B_1 і L_2 – показники барометра, КПа;

t_1 і t_2 - абсолютна температура повітря на початку й наприкінці випробування, °С.

Газові прилади й обладнання автоматики випробовуються на щільність разом з газопроводом робочим тиском до пристроїв, що відключають, у газових пальників.

Газопроводи низького тиску в житлових і громадських будинках і комунально-побутових об'єктах випробовуються тиском-500 даПа протягом 5 хв. Допустиме падіння тиску не більше 20 даПа.

У газопроводах у промислових і комунальних підприємствах, а також в опалювальній і виробничій котельнях створюється наступний тиск при випробуванні:

- газопроводів низького тиску-0,01 МПа. Допустиме падіння тиску не більше 60 даПа:
- середнього тиску (до 0,1 МПа) -0,1 МПа, припустиме падіння тиску не більше 1,5%;

- середнього (понад 0,1 до 0,3 МПа) -0,3 МПа;
- високого (більше 0,3 МПа) - 1,25 від робочого тиску, але не більше 0,6 МПа або 1,2 МПа, залежно від максимального робочого тиску.

Допустиме падіння тиску визначається по формулах (2.4), (2.5).

9.2.5. Випробування ГРП, ГРУ та шафових установок на міцність і щільність

Випробування на міцність може проводитися будівельно-монтажною організацією без участі технічного нагляду, а на щільність - будівельно-монтажною організацією при участі представників замовника й експлуатаційної служби. Проведені випробування оформляються актом, що фіксує результати випробувань.

Випробуванню піддаються газопроводи й обладнання ГРП від заглушки перед вхідною засувкою до заглушки на вихідній засувці при відключеному обладнанні й КВП. Тиск підвищують плавно, без поштовхів. Перший огляд монтажу ГРП виробляється при тиску рівному 0,7 від іспитового. При цьому компресор зупиняють, а тиск не підвищують. Оглядають і перевіряють щільність зварених швів, фланцевих і різьбових сполучень шляхом обмилювання й спостереження по контрольному манометрі. Якщо тиск падає, його підвищують до повного іспитового на міцність. Під повним іспитовим тиском на міцність ГРП витривалістю протягом часу, необхідного для огляду фланцевих, різьбових і зварених з'єднань, але не менш години, а потім плавно знижують до норми, установленої при випробуванні на щільність. Потім в друге оглядають і обмилюють зварені, фланцеві й різьбові сполучення. Результати випробування вважаються задовільними, якщо немає витоку повітря й падіння тиску по манометрі.

Дефекти, виявлені при випробуваннях на міцність, усувають після зниження тиску в мережі до атмосферного. При позитивних результатах випробування на міцність тиск у системі газопроводів ГРП знижується до норми, установленої для випробування на щільність.

При випробуванні па міцність устаткування й газопроводів ГРП, ГРУ створюється тиск:

- для низького тиску - 0,3 МПа;
- для середнього-0,45 МПа;

- для високого (до 0,6 МПа) -0,75 МПа;
- для високого (більше 0,6 до 1,2 МПа) - 1,5 МПа.

До проведення випробування ГРП на міцність комісія перевіряє якість монтажу й відповідність устаткування, арматур і КВП паспортній характеристиці й проекту. При цьому контролюється відповідність максимального тиску, який гарантує завод-виготовлювач, іспитовому, звіряються заводські номери на табличках обладнання й у заводських паспортах.

Випробування на щільність виконують тільки після вирівнювання температур усередині газопроводу. Для спостереження за температурою встановлюють термометр. Тиск і температура повітря в газопроводі визначаються як середнє арифметичне показань всіх манометрів і термометрів, установлених на стороні початкового й кінцевого тисків.

При випробуванні на щільність під іспитовим тиском ГРП витримують не менш години, після чого знімається перший відлік по манометру й фіксується атмосферний тиск у момент зняття відліку. Другий відлік робиться через 12 годин при цьому знову фіксується атмосферний тиск. При випробуванні створюється тиск: для газопроводів і встаткування ГРП і ГРУ:

- низького тиску-0,1 МПа;
- середнього тиску (до 0,3 МПа) -0,3 МПа;
- високого (від 0,3 до 0,6 МПа) -0,75 МПа;
- високого (від 0,6 до 1,2 МПа) - 1,2 МПа.

Допустиме падіння тиску не повинне перевищувати 1% від початкового тиску.

Крім перевірки щільності газопроводів з виключеним обладнанням, контролю підлягають роз'ємні з'єднання між фільтром, ЗЗК, регулятором і запірною арматурами. Для цього систему випробовують із включеним регулятором тиску й приєднаними пілотом і голівкою запобіжного запірного клапана. Іспитовий тиск повітря не повинне перевищувати максимальної межі настроювання вихідного тиску регулятора відповідно до заводського паспорта. Результати випробувань оформляються актом.

9.3. Склад необхідної виконавчо-технічної документації на змонтовані об'єкти

Генеральний підрядник представляє робочим комісіям наступну документацію:

- перелік організацій, що брали участь у веденні будівельно-монтажних робіт, із вказівкою видів виконаних ними робіт і прізвищ інженерно-технічних працівників, безпосередньо відповідальних за виконання цих робіт;
- комплект робочих креслень на будівництво пропонованого до приймання об'єкта, розроблених проектними організаціями, з написами про відповідність виконаних у натурі робіт цим кресленням або внесеним у них змінам, зробленими особами, відповідальними за виробництво будівельно-монтажних робіт. Зазначений комплект робочих креслень є виконавчою документацією;
- сертифікати, технічні паспорти або інші документи, що підтверджують якість матеріалів, конструкцій і деталей, застосованих при виробництві будівельно-монтажних робіт;
- акти огляду схованих робіт і акти проміжного приймання окремих відповідальних конструкцій;
- акти індивідуального випробування й випробування змонтованого обладнання й трубопроводів; акти випробування систем газопостачання й вентиляції;
- акти випробування електроустановок і електромереж;
- акти випробування пристроїв телефонізації, сигналізації й автоматизації;
- акти випробування пристроїв, що забезпечують, вогнебезпеку, захист від блискавки й захист газопроводів від корозії.

Вся документація після закінчення роботи робочої комісії повинна зберігатися в замовника.

При додатковій установці або переобладнанні агрегатів, що використовують газове паливо, і перекладці газопроводів у технічну документацію газового господарства підприємства вносяться відповідні доповнення або зміни.

При здачі в експлуатацію закінчених будівництвом об'єктів будівельно-монтажні організації представляють робочої комісії наступну документацію: комплект робочих креслень із підписами відповідальних осіб за виробництво будівельно-монтажних робіт, що свідчать про те, що виконані роботи відповідають цим кресленням або внесеним у них змінам

(на підземні газопроводи план і профіль представляють у трьох екземплярах, з них один на кальці;

Виконавчі креслення профілю газопроводу допускається не представляти за умови:

- газопроводів довжиною до 100 м, що проходять у володіннях особистого користування;
- газопроводів, прокладених у сільській місцевості, зі спокійним рельєфом, де відсутні підземні комунікації;
- газопроводів, побудованих по проекту, що не містить креслень профілю газопроводу.

У цих випадках на плані в початковій, кінцевій і характерній крапках повинні вказуватися оцінка землі й глибина закладення газопроводу; паспорта на обладнання та паспорти на арматури діаметром понад 100 мм; будівельні паспорти й акти на:

- підземний газопровід;
- надземний газопровід;
- вводи газопроводу низького тиску діаметром до 800 мм;
- газорегуляторний пункт;
- внутрібудинковий газопровід;
- внутріцеховий газопровід;
- групову резервуарну установку;
- схему зварених стиків підземних газопроводів (у трьох екземплярах);
- висновок про якість зварених стиків;
- акт приймання будівельно-монтажних робіт із пристрою електрозахисних установок;
- акт приймання в експлуатацію газорегуляторного пункту (ГРП);
- акт приймання в експлуатацію електрозахисної установки;
- акт перевірки справності й очищення димоходів і боровів від завалів, золи й сажі, а також справності опалювальних і опалювально-варильних печей (представляє замовник в одному екземплярі).

Після закінчення робіт з індивідуального випробування приладів і засобів автоматизації складається акт, до якого додаються такі документи:

- робочі креслення проекту зі змінами, внесеними в процесі монтажу;
- перелік документів, що дозволяють відступити від робочих креслень проекту;

- акти на сховані роботи;
- акти випробувань на міцність і щільність газопроводів;
- акти випробувань на щільність роздільних ущільнень захисних трубопроводів електропроводок у вибухонебезпечних приміщеннях і установках;
- акти виміру опору ізоляції проводів і кабелів електропроводок;
- акти стендових випробувань приладів і засобів автоматизації (отримані від замовника разом із приладами);
- паспорта, інструкції й креслення заводів-виготовлювачів приладів і засобів автоматизації (отримані від замовника разом із приладами);
- відомість змонтованих приладів і засобів автоматизації.

Форми окремих, перерахованих вище документів наведені у відповідних нормативних документів (ПБГУ, ДБН і т.д.).

9.4. Порядок приймання об'єктів газового господарства

9.4.1. Порядок приймання газопроводів

При прийманні газових мереж перевіряється відповідність проекту й вимогам ДБН та ПБГК:

- виконані роботи, матеріали до обладнання;
- ухили надземних газопроводів;
- якість робіт із пристрою колодязів і інших споруджень, а також по монтажу запірних пристроїв, компенсаторів;
- наявність всіх запірних пристроїв і їхня дія;
- пристрою по захисту газопроводів від електрокорозії і їх дія;
- роботи з монтажу опор надземних газопроводів;
- стояки (опори) або кронштейни, а також площадки й сходи;
- якість фарбування й теплоізоляції надземних газопроводів і фарбування металоконструкцій.

9.4.2. Приймання ГРП, ГРУ й шафових установок

При прийманні ГРП повинне перевірятися відповідність проекту й вимогам ДБН та ПБГГ:

- застосованих матеріалів, обладнання та приладів;

- робіт але монтажу газопроводів, обладнання й КВП, а також міцність їхніх кріплень;
- комплектності системи регулювання (запірних пристроїв регуляторів тиску, запобіжно-запірних клапанів і інших запобіжних пристроїв, КВП і т.п.);
- допоміжного обладнання (справність і дії) і пристроїв (вентиляції, електропостачання, опалення, зв'язку, телекерування й т.п.);

9.4.3. Приймання котелень

При прийманні котелень необхідно переконатися в тім, що:

- перед манометрами встановлені триходові крани;
- шкали манометрів для газу відповідають максимальному тиску, необхідному для роботи пальників;
- імпульс тягоміра взятий до шибера газоходу, тягоміри закріплені на котлі та установлені за рівнем;
- запобіжно-вибухові клапани встановлені по проекту;
- шибери встановлені в рамках, керування шиберами виведено на фронт котла та має обмежники, міцний трос керування і діаметр його відповідає напрямному ролику, шибер відкривається в робочому стані, на квадратах пробок кранів нанесені ризики, є накидні ключі;
- на засувках з невисувним шпиделем є покажчики "Відкрите" і "Закрите";
- регулювальні шайби інжекційних пальників не перекошені й забезпечують рівномірність зазору;
- гумові шланги до запальників і приладів виконані з толстостенной гуми й закріплені хомутами;
- на вводі газу в приміщення котельні є манометр;
- різьбові сполучення виконані із застосуванням гарних ущільнювальних матеріалів;
- на довгих різьбових сгонах, муфтах і контргайках є фаски, різьби не зірвані;
- є металеві заглушки на газопроводах до агрегатів;
- штуцера для манометрів, продувних свіч і т.п. забороняється врізати в місцях зварених швів;
- внутрішні шви фланців проварені, гайки на болтах затягнуті;

- гільзи для проходу газопроводу через стіни й перекриття виступають за поверхню стіни та кінці гільз зачеканені;
- газопровід щільно опирається па опори;
- у місцях обпирання на опори газопровід пофарбований;
- на відгалуженнях газопроводу до котлів або печей різьбові сгони установлені після основного запірною пристрою на агрегат.

9.4.4. Приймання вузлів обліку

При прийманні вузлів обліку перевіряють наступне:

- лічильники відповідають продуктивності установки, проекту та паспорту виготовлювача. Мінімальна витрата газу повинен бути не менш 10% пропускної здатності;
- лічильники встановлені строго за рівнем; відстань до інших комунікацій не менш 0,5 м; рахунковий механізм добре освітлений і розташований зручно для зняття відліків;
- у фільтрі-ревізії встановлена сітка, що відповідає паспортним даним лічильника;
- роторний лічильник (РЛ) має ручку для повороту роторів при промиванні;
- при установці шайби для обліку витрати газу витримані прямі ділянки необхідної довжини; є прилад для виміру тиску;

9.4.5. Приймання будинкових систем газопостачання

При прийманні будинкових систем газопостачання й побутових газових приладів необхідно перевірити:

- відповідність об'єма (кубатури) приміщення кухонь числу й типу встановлених у них газових приладів; висоту кухні, наявність вентиляційного каналу і тяги в ньому;
- комплектність і стан газових приладів;
- дотримання відстані між газопроводами й електричною проводкою; прокладку електропроводів в ізолюючих трубках у місцях їхнього перетинання з газопроводами;
- відсутність щілин у стінах і дверях, що з'єднують газифікацированние приміщення з житловими кімнатами, а також у стелях кухонь і ванних кімнат; заскління й щільність фрамуг у перегородках, що

- відокремлюють приміщення, в якому знаходяться газові прилади, від житлових приміщень;
- наявність і правильність установки футлярів у місцях перетинання газопроводом будівельних конструкцій;
 - відповідність монтажу газопроводів і приладів вимогам правил і нормативів (вертикальність стояків, розташування кранів, кріплення труб, розташування й кріплення водонагрівачів, плит і т.д.);
 - Потрібно перевірити або при заміні газових приладів відповідності прикріпленій до нього табличці заводу-виготовлювача та паспорту. Особливо важлива перевірка діаметра сопів пальників.

9.4.6. Приймання димових каналів і систем вентиляції

При прийманні й випробуваннях вентиляційних установок перевіряють:

- відповідність проекту вентиляційних установок і забезпечення процесу спалювання газу й відводу продуктів згоряння газу;
- щільність з'єднання воздуховодов;
- пристрої, що забезпечують безшумність роботи установки (наявність гнучких переходів воздуховодов до вентилятора, гумових підкладок під вентилятор і електродвигун і т.д.);
- якість теплоізоляції воздуховодов, що переміщують холодне повітря в теплих приміщеннях;
- якість внутрішнього захисного фарбування воздуховодів і інших елементів устаткування витяжних установок для запобігання їх від корозії або стирання.

Для виміру швидкості руху повітря в приточних і витяжних отворах вентиляції застосовуються різні анемометри.

При швидкості руху повітря 8-10 м/с застосовуються технічні анемометри, пластинчасті або крильчаті; при швидкості 15- 20 м/с - чашкові анемометри.

Перед приєднанням газових приладів до димових каналів останні повинні бути перевірені на чистоту й щільність. Канал перевіряють опусканням у нього на міцному шпурі електричної лампи. При цьому переглядають перевіряємий канал, а також сусідні канали, у яких не повинно бути видно світла.

Щільність каналів перевіряють також методом задимлення, тобто спалюванням у нижній частині каналу дрантя або клоччя, просочених мазутом або маслом. Вихід каналу закривають аркушем фанери або заліза. Дим не повинен виходити в приміщення й сусідні канали.

Комісії представляється акт про придатність димоходів для відводу продуктів згоряння газу.

9.5. Приймання в експлуатацію систем автоматизації

До задачі робочої комісії пред'являються системи автоматизації, змонтовані в обсязі, передбаченому проектом.

Індивідуальним випробуванням, що є завершальною стадією монтажних робіт, установлюється:

- відповідність змонтованих систем автоматизації виконавчим кресленням проекту і якість виконаних монтажних робіт;
- правильність реагування приладів, що перевіряють, і засобів автоматизації на штучно подавані сигнали.

Індивідуальне випробування повинне виконуватися організацією, що монтує системи автоматизації. До індивідуального випробування можуть залучатися спеціалізовані організації, що виконують роботи з налагодження систем автоматизації.

Індивідуальне випробування приладів і засобів автоматизації, як правило, повинне виконуватися на непрацюючому технологічному обладнанні. Воно включає виконання наступних робіт:

- перевірку правильності виконання монтажу, при цьому перевіряється відповідність проекту місця установки приладів і регуляторів, їхнє підключення в схему виміру або регулювання, типу й технічної характеристики їх для даної позиції, сортаменту застосованих матеріалів для трубних і електричних провідок, відповідність монтажно-експлуатаційним інструкціям способів установки приладів і регуляторів, прокладки сполучних провідок, способів з'єднання приладів і регуляторів із трубними й електричними провідками;
- перевірку відповідності величин опору електричних з'єднаних провідів величинам, позначеним на шкалах або в паспортах приладів, розрахованих на певний зовнішній опір, при невідповідності повинен

- бути зроблений підбор опору сполучних проводів за допомогою підгінних катушок на затисках приладів або зборках затисків щитів;
- перевірку функціонування змонтованих приладів і засобів автоматизації шляхом подачі па вхід приладу або елемента системи автоматичного регулювання штучного збурювання - електричного або пневматичного сигналу, тиску, механічного впливу й т.п.
- У приладах для фізико-хімічного аналізу речовини при індивідуальному випробуванні перевіряють на функціонування тільки вторинні прилади, на вхід яких подають штучний електричний сигнал у межах шкали приладу;
- перевірку комплектності і якості здавальної документації.

9.6. Перевірка й приймання відповідності застосування установок електрозахисту

Відповідно до ГОСТ 9,015-74 необхідно перевірити, чи виконані технічні вимоги до методів і засобів захисту газопроводів від ґрунтової корозії й корозії блукаючими струмами, у тому числі до захисту сталевих трубопроводів від корозії, викликуваної впливом змінного струму електрифікованого транспорту, і вимоги до джерел блукаючих струмів у частині обмеження витоку струму.

У процесі приймання необхідно перевірити:

- у відповідність проекту обладнання та заходи електрозахисту газопроводів;
- чи дотримані ТУ при перетинанні й зближенні підземних металічних споруджень із джерелами блукаючих струмів;
- чи правильно встановлені на газопроводі контрольно-вимірювальні пункти;
- чи встановлені ізолюючі фланці на стояках введів газопроводів до споживачів, а також на вводах (і колодязях) газопроводів до ГРС, ГРП, ГРУ;
- чи зашунтировані фланцеві з'єднання на газопроводах (у колодцях) постійними електроперемикаючими, а на ізолюючих фланцях рознімними електроперемикачами.

Забороняється приймати в експлуатацію підземні газопроводи до виконання всіх передбачених проектом заходів щодо захисту їх від корозії.

9.7. Порядок введення об'єктів в експлуатацію

9.7.1. Загальні вимоги Правил безпеки по уведенню в експлуатацію об'єктів газового господарства

Введення в експлуатацію газового господарства міст, селищ, сільських населених пунктів, сільськогосподарських і комунальних підприємств, підприємств суспільного призначення й побутового обслуговування населення дозволяється при наявності акта приймання об'єкта, технологічних схем газопроводів, інструкцій і експлуатаційної документації по безпечному користуванню газом, плану ліквідації можливих аварій, документів про навчання й перевірку знань інженерно-технічних працівників і робітників, що обслуговують газове господарство, а також наказу про призначення осіб, відповідальних за газове господарство на промислових, комунальних і сільськогосподарських підприємствах, підприємствах суспільного призначення й побутового обслуговування населення.

9.7.2 Призначення й проведення контрольного опресування газового обладнання

Всі газопроводи перед пуском у них газу для визначення щільності газового обладнання піддаються контрольному опресуванню.

Газопроводи в громадських будинках, дитячих і лікувальних будинках, навчальних закладах, підприємствах громадського харчування й інших комунально-побутових об'єктів, житлових будинках після огляду й усунення виявлених дефектів підлягають контрольній опресовці повітрям на тиск 500 даПа (до кранів перед пальниками газових приладів). При опресовці падіння тиску за 5 хв не повинне перевищувати 20 даПа. Газопроводи промислових і комунальних підприємств і опалювальних котелень піддаються контрольному опресуванню тиском 0,01 МПа.

Падіння тиску не повинне перевищувати 60 даПа за 1 годину.

Підземні, надземні газопроводи незалежно від тиску підлягають контрольній опресовці повітрям на тиск 0,02 МПа.

Падіння тиску не повинне перевищувати 10 даПа за 1 годину.

Після підписання й затвердження в установленому порядку акту приймання, огляду й контрольного опресування системи об'єкти можуть бути введені в експлуатацію. Прийняті в експлуатацію газові мережі, спорудження й окремі об'єкти можуть перебувати без газу не більше 6 міс,

після чого перед пуском газу необхідно повторно випробувати, незалежно від наступного контрольного опресування всі системи, перевірити комплектність і стан арматури, обладнання, КВП, захисно-запобіжних, димовідводячих, вентиляційних і інших пристроїв.

Прийняті об'єкти приєднують до діючих мереж, як правило, при пуску газу в ці об'єкти.

Датою введення в експлуатацію об'єктів газового господарства вважається дата підписання акту робочою комісією. Результати роботи приймальної комісії оформляються відповідними актами згідно встановлених форм.

Після закінчення індивідуального випробування приладів і засобів автоматизації й складання акту, системи автоматизації приймаються робочою комісією для комплексного випробування відповідно до правил, установленими СНіП.

Організації, що монтують прилади й засоби автоматизації, на вимогу замовника зобов'язані брати участь у комплексному випробуванні технологічного встаткування й уведенні в експлуатацію.

Контрольні питання

1. Назвіть загальні положення введення в експлуатацію об'єктів газопостачання.
2. Перелічите виконавчо-технічну документацію на змонтовані об'єкти.
3. Як проводиться випробування підземних і надземних газопроводів на міцність?
4. Як проводиться випробування газопроводів на щільність?
5. У чому полягає необхідність випробування внутрішніх газопроводів на міцність і щільність? Поясніть сутність даних випробувань.
6. Організація робіт по проведенню випробувань ГРП, ГРУ, ШРП на міцність і щільність.
7. Перелічите питання, пов'язані з порядком прийому до експлуатації газопроводів.
8. Порядок введення в експлуатацію котелень.
9. Введення в експлуатацію обладнання ЕХЗ і систем автоматизації.
10. Порядок виконання контрольного опресування й пуск газу в газопроводи, ГРП і об'єкти газопостачання.

ТЕМА 10. ОРГАНІЗАЦІЯ ТЕХНІЧНОГО ОБСЛУГОВУВАННЯ Й ЕКСПЛУАТАЦІЇ СИСТЕМ ГАЗОПОСТАЧАННЯ

10.1. Загальні вимоги

Введення в експлуатацію систем газопостачання населених пунктів, громадських будинків, промислових та сільськогосподарських підприємств котелень, підприємств комунально-побутового обслуговування населення виробничого характеру дозволяється за наявності акта прийняття об'єкта, технологічних схем систем і об'єктів газопостачання, інструкцій і експлуатаційної документації з безпечного користування газом, плану локалізації і ліквідації можливих аварій, документів з навчання і перевірки знань керівників спеціалістів і робітників, які обслуговують газове господарство, а також наказу про призначення осіб, відповідальних за газове господарство.

Відпрацювання нових виробничих процесів, проведення випробувань зразків новорозробленого обладнання, випробування дослідних засобів механізації і автоматизації повинні виконуватись за спеціальною програмою, погодженою з органами Держнаглядохоронпраці.

За наявності на підприємстві газової служби, введення в експлуатацію (пуск газу) нового газового обладнання проводиться газовою службою підприємства.

Про дату проведення пуску газу підприємство повідомляє СПГГ не пізніше ніж за 5 днів.

Коли на підприємстві газова служба відсутня, пуск газу проводиться спеціалізованою службою СПГГ за договорами, укладеними в установленому порядку.

Для пуску і налагодження складних газифікованих агрегатів можуть залучатись спеціалізовані організації.

Введення в експлуатацію газового обладнання житлових, громадських будівель і об'єктів комунально-побутового обслуговування населення виробничого призначення проводиться СПГГ.

Закінчення робіт з пуску газу фіксується в наряді на газонебезпечні роботи, який повинен бути доданий до виконавчо-технічної документації об'єкта і зберігатися разом з нею.

На кожному підприємстві повинен виконуватися комплекс заходів, включаючи систему технічного обслуговування і ремонту, які забезпечують користування системою газопостачання в справному стані і з дотриманням вимог, визначених цими Правилами.

Забезпечення виконання заходів покладається на власника підприємства.

Організація і проведення робіт з технічного обслуговування і ремонту споруд систем газопостачання встановлюються інструкціями з технічної експлуатації, що затверджуються керівником (власником) підприємства.

В інструкціях з технічної експлуатації повинні бути наведені форми експлуатаційних журналів, актів та паспортів згідно з КТМ 204 УРСР 065-81 «Єдині форми виконавчо-технічної документації на експлуатацію систем газопостачання населених пунктів УРСР».

Про виконання роботи з технічного обслуговування і ремонту споруд систем газопостачання занотовується в журналах, експлуатаційних паспортах.

Графіки технічного обслуговування і ремонту споруд системи газопостачання затверджуються власником підприємства. На підприємствах, де об'єкти систем газопостачання обслуговуються за договорами, графіки технічного обслуговування повинні бути погоджені з підприємствами, які виконують вказані роботи.

Для осіб, зайнятих технічною експлуатацією газового господарства, власником повинні бути розроблені та затверджені посадові, виробничі інструкції та інструкції з безпечних методів робіт. Виробничі інструкції доводяться до відома працівників під розпис. Для працюючих на пожежно-безпечних ділянках власником повинні бути розроблені інструкції з пожежної безпеки на основі типових інструкцій і з врахуванням особливості газового господарства, вимог заводів – виготовлювачів обладнання і конкретних умов виробництва.

Інструкції повинні бути розроблені й затверджені у встановленому порядку і знаходитися на робочих місцях, а також у справах газової служби або у відповідальній особи за газове господарство.

Виробнича інструкція повинна містити вимоги з технологічної послідовності виконання різних операцій з врахуванням вимог безпеки їх виконання, методи і обсяги перевірки якості виконуваних робіт.

До інструкції технічного обслуговування і ремонту обладнання ГРП, ГРУ, ГНП, АГЗС, котелень, газовикористовувальних агрегатів і установок повинні додаватися технологічні схеми з позначенням місць установки регулювальних пристроїв, запобіжної і запірної арматури, а також контрольно-вимірювальних приладів і засобів протиаварійного захисту.

На обладнанні, регулювальних пристроях, запобіжній і запірній арматурі повинні бути проставлені номери відповідно до технологічної схеми.

Виробничі інструкції і технологічні схеми повинні переглядатися і перезатверджуватися після реконструкції, технічного переозброєння і зміни технологічного процесу до включення обладнання в роботу.

Розділи виробничих інструкцій з безпечних методів робіт повинні розроблятися відповідно до Положення по розробці інструкцій по охороні праці, затвердженого Держнаглядохоронпраці України 29.01.98 № 9, зареєстрованого в Міністерстві юстиції України 07.04.98 № 226/2666.

Інструкції з пожежної безпеки повинні відповідати вимогам Правил пожежної безпеки в Україні, затверджених управлінням Державної пожежної охорони МВС України і введених в дію наказом МВС України 22.06.95 № 400, зареєстрованих в Міністерстві юстиції України 14.07.96 № 219/755.

Проектна і виконавча документація на споруди систем газопостачання, які експлуатуються, повинна зберігатися на підприємстві. Вказана документація передається на зберігання СППГ у випадках виконання ним за договором технічного обслуговування і ремонту, а також при передачі на баланс СППГ споруд систем газопостачання.

Приймання, зберігання і видача технічної документації проводиться відповідно до порядку, визначеного власником.

На системи газопостачання СППГ і підприємство повинні складати експлуатаційні паспорти.

У паспорті повинні бути наведені основні технічні характеристики споруд, а також дані про проведений ремонт, пов'язаний із заміною обладнання і елементів систем.

Надземні, наземні і внутрішні газопроводи (за винятком внутрішніх газопроводів і арматури житлових і громадських будівель), а також арматура повинні бути пофарбовані згідно з ГОСТ 14202-69 і ГОСТ 4666-75*.

На маховиках запірної арматури повинен бути позначений напрямок обертання при відкритті і перекритті арматури. На газопроводах підприємств, котельнь, ГРП, ГРУ, ГНС, ГНП, АГЗС, АГЗП повинно бути позначене прямування газу.

10.2. Організація технічного обслуговування й ремонту систем газопостачання підприємств і організацій

На кожному підприємстві наказом керівників або спеціалістів, які пройшли у встановленому порядку перевірку знань цих Правил, призначаються особи, відповідальні за технічний стан і безпечну експлуатацію систем газопостачання.

На підприємствах, де газ використовується в кількох цехах (ділянках), крім особи, відповідальної за безпечну експлуатацію систем газопостачання підприємства в цілому, власником призначаються, з керівних працівників цехів (ділянок), відповідальні особи окремих цехів (ділянок).

На об'єктах, які належать громадянам на правах приватної власності, відповідальність покладається на власника.

У громадських будинках, в штаті яких не передбачена посада керівника підрозділу або спеціаліста з технічною освітою, відповідальність за безпечну експлуатацію покладається на керівника (власника), який пройшов підготовку відповідно до вимог цих Правил.

Обов'язки осіб, відповідальних за безпечну експлуатацію систем газопостачання підприємства, визначаються посадовою інструкцією, що затверджується власником. У ній повинно бути передбачено:

- забезпечення безпечного режиму газопостачання;
- участь в розгляді проектів газопостачання і в роботі комісій з приймання газифікованих об'єктів в експлуатацію;
- розробку графіків планово-запобіжних оглядів і ремонтів та контроль за їх виконанням;
- розробку посадових і виробничих інструкцій, ведення експлуатаційної документації;
- участь в комісіях з перевірки знань цих Правил, норм і інструкцій з газопостачання працівниками підприємства;

- перевірку дотримання встановленого цими Правилами порядку допуску спеціалістів і робітників до самостійної роботи;
- проведення обстеження і регулярного контролю за безаварійною і безпечною експлуатацією споруд системи газопостачання;
- перевірку правильності ведення технічної документації при експлуатації і ремонті;
- надання допомоги в роботі особам, відповідальним за безпечну експлуатацію систем газопостачання цехів (дільниць), контроль за їх діяльністю;
- розробку планів-заходів і програм заміни і модернізації застарілого обладнання;
- організацію і проведення тренувальних навчань з спеціалістами і робітниками відповідно до плану локалізації і ліквідації можливих аварійних ситуацій систем газопостачання;
- розробку планів локалізації і ліквідації можливих аварій в газовому господарстві підприємства;
- участь в обстеженнях, що проводяться органами Держнаглядохоронпраці.

Особі, відповідальній за безпечну експлуатацію систем газопостачання підприємства, надається право:

- здійснювати зв'язок з газозбутовою або газопостачальною організацією, а також підприємствами, які виконують роботи з технічного обслуговування та ремонту за угодою, і контролювати своєчасність, повноту і якість виконаних ними робіт;
- не допускати до обслуговування систем газопостачання і виконання газонебезпечних робіт осіб, які не пройшли перевірки знань або які допускають порушення цих Правил, а також відсторонювати від роботи осіб, які допустили порушення цих Правил;
- подавати керівництву підприємства пропозиції про притягнення до відповідальності осіб, що порушують вимоги цих Правил;
- не допускати введення в експлуатацію систем газопостачання і газовикористовувальних об'єктів, які не відповідають вимогам цих Правил;
- припиняти роботу систем газопостачання, газопроводів і газового обладнання, небезпечних для подальшої експлуатації, а також введених в роботу самовільно;

- брати участь у підборі спеціалістів, відповідальних за безпечну експлуатацію споруд і об'єктів систем газопостачання (цехів і дільниць та ін.), а також спеціалістів і робітників газової служби;
- видавати керівникам цехів (дільниць), начальнику газової служби обов'язкові для виконання вказівки з усунення порушень вимог цих Правил.

Експлуатація систем газопостачання промислових і сільськогосподарських підприємств, котелень, підприємств комунально-побутового обслуговування населення виробничого характеру повинна забезпечуватися власником.

На підприємстві, яке експлуатує систему газопостачання власними силами, повинна бути організована газова служба.

Власником повинно бути розроблено та затверджено Положення про газову службу, в якому визначаються завдання газової служби, її структура, чисельність і оснащення з урахуванням обсягу, складності газового господарства, а також вимог цих Правил.

Власник підприємства зобов'язаний забезпечити газову службу приміщенням, телефонним зв'язком, транспортом, обладнанням, механізмами, приладами, інструментами, матеріалами, засобами індивідуального захисту, необхідними для проведення технічного обслуговування, ремонтних робіт, газонебезпечних і аварійних робіт.

Технічне обслуговування і ремонт об'єктів і споруд систем газопостачання житлових і громадських будинків повинно здійснюватись СПГГ або газовими службами підприємств – власників цих об'єктів.

До технічного обслуговування і ремонту споруд та об'єктів систем газопостачання підприємств комунально-побутового обслуговування населення виробничого характеру, а також промислових і сільськогосподарських підприємств власником можуть залучатись за угодою СПГГ або інші спеціалізовані організації, а також підприємства – виготовлювачі агрегатів і установок. Підприємства – виготовлювачі агрегатів і установок повинні мати дозвіл Держнаглядохоронпраці на право виконання вказаних робіт, одержане в установленому порядку.

В угоді повинні бути чітко визначені межі і обсяги робіт з технічного обслуговування і ремонту, регламентовані зобов'язання і відповідальність

зацікавлених сторін в забезпеченні умов безпечної експлуатації систем газопостачання.

Роботи з експлуатації електрозахисту підземних газопроводів і резервуарів ЗВГ, виявлення і ліквідації корозійно небезпечних зон на них, технічного обслуговування і ремонту установок електрозахисту повинні забезпечуватися підприємствами-власниками. Вказані роботи можуть виконуватись за угодою службами СПГГ або спеціалізованими підприємствами, які одержали дозвіл в установленому порядку в органах Держнаглядохоронпраці.

На підприємствах повинні бути розроблені, відповідно до чинного законодавства, плани локалізації і ліквідації можливих аварій в системі газопостачання, організовано систематичне проведення навчально-тренувальних занять з обслуговуючим персоналом за цими планами, згідно з затвердженим графіком, із записом в журналі. Плани локалізації і ліквідації можливих аварій повинні передбачати:

- порядок оповіщення людей про небезпеку, що виникла;
- заходи щодо рятування і евакуації людей і обладнання;
- конкретні дії при ушкодженні різних ділянок газопроводів, обладнання і та ін.;
- розподіл обов'язків і дій працівників газифікованих цехів і виробництв газової служби підприємства;
- список організацій і осіб (із зазначенням адреси, номерів телефонів та інших засобів повідомлення і виклику), які повинні бути негайно повідомлені про аварію, і порядок їх оповіщення.

Технічне обслуговування, ремонт і експлуатація газопроводів і прокладених спільно з ними інших інженерних комунікацій в колекторах, каналах-«зчіпках», технічних коридорах і підпіллях повинно здійснюватись згідно з єдиною спеціальною інструкцією, розробленою та затвердженою власником споруди і погодженою з місцевим органом Держнаглядохоронпраці.

10.3. Зовнішні газопроводи й спорудження

Подані в газопроводи горючі гази повинні відповідати вимогам ГОСТ 5542-87.

Інтенсивність запаху газу повинна перевірятися газозбутовими і газопостачальними організаціями відповідно до вимог ГОСТ 22387.5–77*.

Пункти контролю і періодичність відбору проб встановлюються залежно від систем газопостачання і витрат газу.

Результати перевірок повинні фіксуватися в журналі контролю одоризації газу в мережах згідно з формою, наведеною в Правилах технічної експлуатації.

Перевірка наявності вологи і конденсату в газопроводах систем газопостачання населених пунктів, їх видалення повинні проводитися власником систем газопостачання з періодичністю, яка виключає можливість утворення закупорок. Контроль режимів тиску газу в системах газопостачання населених пунктів повинен здійснюватися СППГ шляхом заміру його величини в контрольних точках за необхідністю, але не рідше двох разів на рік (в зимовий і літній періоди в години максимального споживання газу).

При відхиленнях від потрібного тиску слід вживати заходів, які забезпечують надійність і безпеку користування газовим обладнанням.

Встановлені на газопроводах запірні арматура і компенсатори повинні підлягати щорічному технічному обслуговуванню і за необхідності – ремонту. Відомості про заміну засувок, кранів, компенсаторів, а також виконані при капітальному ремонті роботи повинні заноситися до паспорта газопроводу, а про технічне обслуговування – до журналу стану запірної арматури та обслуговування компенсаторів згідно з формою, наведеною в Правилах технічної експлуатації.

Газопроводи, які експлуатуються, повинні бути під систематичним наглядом, підлягати перевіркам технічного стану, поточним і капітальним ремонтам.

Технічний стан зовнішніх газопроводів і споруд повинен контролюватися комплексом заходів (обходом, комплексним обстеженням за допомогою приладів, вимірювань потенціалів та ін.).

При обході надземних газопроводів повинні виявлятися витоки газу, порушення кріплення, провисання труб, перевірятися стан запірних пристроїв, ізолюючих фланцевих з'єднань, пофарбування газопроводів та ін.

Періодичність обходу розподільних надземних газопроводів встановлюється власником диференційно залежно від технічного стану газопроводу, але не рідше 1 разу на 3 місяці.

При обході підземних газопроводів (у т.ч. з поліетиленових труб) повинен перевірятися стан газопроводів і виявлятися витікання газу за зовнішніми ознаками; перевірятися за допомогою приладів (газоаналізатором або газощукачем) на наявність газу всі колодязі і контрольні трубки, а також колодязі, камери інших підземних комунікацій, підвали будинків, шахти, колектори, підземні переходи, розташовані на відстані до 15 м по обидва боки від осі газопроводу; перевірятися стан настінних вказівників і орієнтирів газових споруд; очищатися кришки газових колодязів і коверів від снігу, льоду і забруднень; оглядатися стан місцевості вздовж траси газопроводу з метою виявлення обвалу ґрунту, розмиву його талими або дощовими водами; контролюватися умови виконання земляних і будівельних робіт, які проводяться в смузі 15 м по обидва боки від осі газопроводу з метою попередження і усунення його пошкодження; виявлятися випадки будівництва будинків і споруд на відстані від газопроводу меншій, ніж це передбачено будівельними нормами і правилами (додаток 3; 4).

Водночас обхідник повинен перевірити зовнішнім оглядом стан установок ЕХЗ.

При обході підземних газопроводів забороняється: опускатися в шахти, колектори, колодязі та інші підземні споруди без засобів індивідуального захисту, згідно з вимогами розділу 6; користуватись відкритим вогнем та курити в підвалі, а також біля колодязів, шахт, колекторів та інших споруд.

Перевірка герметичності повинна провадитися за допомогою приладів або мильної емульсії.

При виявленні газу на трасі газопроводу робітники, які проводять обхід, зобов'язані терміново повідомити аварійно-диспетчерську службу (АДС), керівників газової служби, вжити заходів для додаткової перевірки і провітрювання загазованих підвалів, перших поверхів будівель, колодязів, камер, які розташовані на відстані до 50 м по обидва боки від осі газопроводу вздовж траси. До приїзду аварійної бригади люди, які перебувають у загазованих будинках, повинні бути попереджені про неприпустимість куріння, користування відкритим вогнем і електроприборами. За необхідності вживають заходів щодо евакуації людей і відключення будівель від джерела електропостачання пристроєм, який знаходиться поза зоною загазованості.

При виявленні газу на межі 50-метрової зони перевірка на загазованість розповсюджується на територію за межею цієї зони.

Періодичність обходу трас підземних газопроводів повинна встановлюватися власником диференційовано залежно від технічного стану газопроводів, небезпеки корозії і ефективності роботи електрозахисних установок, тиску газу, наявності сигналізаторів загазованості в підвалах, випнутих ґрунтів, сейсмічності, характеру місцевості і щільності її забудови, пори року, але не рідше, ніж у терміни, зазначені в таблиці 2.1.

Обхід трас підземних газопроводів повинен проводитися бригадою в складі не менше двох працівників.

Робітникам – обхідникам підземних газопроводів повинні вручатися під розписку маршрутні карти, на яких мають бути зазначені схеми трас з прив'язками розміщення газопроводів і споруд на них (колодязів, контрольно-вимірювальних пунктів, контрольних трубок тощо), а також розташовані на відстані до 50 м від них будівлі та інші надземні споруди з зазначенням підвалів і напівпідвалів, підземних комунікацій і їх колодязів, камери і шахти, які підлягають перевірці на загазованість; маршрутні карти повинні постійно уточнюватися і корегуватися.

Перед допуском до першого обходу робітники повинні ознайомитися з трасою газопроводу на місцевості.

Результати обходу газопроводів повинні відображатися в журналі обходу трас газопроводів, згідно з формою, наведеною в Правилах технічної експлуатації. У разі виявлення несправностей, порушень або самовільного ведення робіт в охоронній зоні газопроводу обхідник негайно інформує безпосереднє керівництво.

Уздовж траси підземного газопроводу повинні бути виділені смуги завширшки 2 м з обох боків від осі газопроводу, в межах яких не допускаються складання матеріалів і обладнання, садіння дерев, влаштування стоянок автотранспорту, гаражів, кіосків та інших споруд.

Власник підприємства, на території якого прокладений транзитом газопровід, повинен забезпечити доступ персоналу організації, яка експлуатує газопровід, для проведення його огляду і ремонту.

Власники суміжних підземних комунікацій, прокладених на відстані до 50 м по обидва боки від осі газопроводу, зобов'язані забезпечити своєчасну очистку кришок колодязів і камер від забруднення, снігу і льоду

для перевірки їх на загазованість. Кришки колодязів і камер повинні мати отвір діаметром не менше 15 мм.

Власники будівель несуть відповідальність за справність ущільнення вводів і випусків підземних інженерних комунікацій, утримання підвалів і технічного підпілля в стані, який забезпечив би їх постійне провітрювання і перевірку на загазованість.

Справність ущільнення вводів і випусків інженерних комунікацій повинна перевірятися власником щороку в осінній період і оформлятися актом, в якому повинно бути зазначено технічний стан ущільнень вводів і випусків.

Підземні газопроводи (з металевих та поліетиленових труб), які експлуатуються, повинні підлягати технічному обстеженню, в тому числі і комплексному приладовому обстеженню (КПО), за допомогою приладів згідно із спеціально розробленою інструкцією. За необхідності провадиться також шурфування.

При технічному обстеженні підземних сталевих газопроводів повинно проводитися визначення фактичного місцезнаходження газопроводів, стану споруд і обладнання на них, герметичності, стану захисного покриття і електрохімзахисту.

При виконанні КПО перевіряються:

- місцезнаходження, а за необхідності – глибини закладання газопроводу;
- герметичність газопроводу;
- суцільність і стан захисного покриття.

Технічне обстеження підземних сталевих газопроводів повинно проводитися:

- при тривалості експлуатації до 25 років – не рідше 1 разу на 5 років. Уперше – через рік після вводу в експлуатацію;
- при експлуатації понад 25 років і до закінчення амортизаційного строку експлуатації – не рідше 1 разу на 3 роки;
- при включенні їх до плану капітального ремонту або заміни, а також при захисному покритті нижче від типу «вельми посилена» – не рідше 1 разу на рік.

На газопроводах, які мають захисне покриття нижче від типу «вельми посилена», в доповнення до КПО, повинно провадитися контрольне шурфування для виявлення стану труб і якості зварних стиків.

Порядок обстеження і призначення газопроводів на капітальний ремонт або заміну визначається РДИ 204 УССР 066-88.

Технічне обстеження стану поліетиленових газопроводів проводиться в строки, які встановлені для обстеження сталевих газопроводів.

Позачергові технічні обстеження газопроводів повинні проводитися, якщо в процесі експлуатації виявлені нещільності або розриви зварних стиків, наскрізні корозійні пошкодження, а також в разі перерв у роботі електрозахисних установок або зниженні величини потенціалу «газопровід – земля» до значень нижче від мінімально припустимих: понад 1 місяць – у зонах впливу блукаючих струмів, понад 6 місяців – в інших випадках, передбачених ГОСТ 9.602-89*.

Огляд підземних сталевих газопроводів з метою визначення стану захисного покриття, де використанню приладів заважають індустриальні перешкоди, виконується шляхом відкриття на газопроводах контрольних шурфів довжиною не менше 1,5 м.

Місця відкриття контрольних шурфів, їх кількість в зонах індустриальних перешкод визначаються СПГГ або підприємством, яке експлуатує газове господарство власними силами.

Для візуального обстеження вибираються ділянки, які піддаються найбільшій корозійній небезпеці, місця перетинів газопроводів з іншими підземними комунікаціями, конденсатозбірники. При цьому повинно відкриватися не менше одного шурфу на кожен кілометр розподільного газопроводу і на кожні 200 м – дворового або внутрішньоквартального газопроводу, але не менше одного шурфу на проїзд, двір або квартал.

Перевірка герметичності і виявлення місць витоків газу з підземних газопроводів в період промерзання ґрунту, а також на ділянках, розталованих під удосконаленим покриттям доріг, повинні проводитися шляхом буріння свердловин (або шпилькуванням) з подальшим відбором з них проб повітря.

На розподільних газопроводах і вводах свердловини буряться біля стиків. За відсутності схеми розташування стиків свердловини повинні буритися через кожні 2 м.

Глибина буріння їх в зимовий період повинна бути не менша від глибини промерзання ґрунту, в теплу пору року – відповідати глибині прокладки труби. Свердловини закладаються на відстані не менше 0,5 м від стінки газопроводу.

При використанні високочутливих газошукачів допускається зменшення глибини свердловин і розміщення їх по осі газопроводу за умови, що відстань між верхом труби і дном свердловини буде не менш ніж 40 см.

Застосування відкритого вогню для визначення наявності газу в свердловинах не допускається.

Технічний стан поліетиленових труб, їх з'єднань і ізоляція сталевих вставок визначаються шурфовим оглядом.

Шурфовий огляд поліетиленових газопроводів проводиться тільки в місцях встановлення сталевих вставок.

На 1 км розподільних газопроводів і на кожній квартальній розводці перевіряється не менше однієї вставки. Для можливості огляду стиків з'єднань поліетиленового газопроводу з сталевією вставкою довжина шурфу повинна бути 1,5–2 м.

Відкриття шурфів може виконуватися з допомогою механізмів або вручну.

При механізованому відкритті шурфів останній шар ґрунту над газопроводом товщиною не менше 300 мм повинен вилучатися вручну з додержанням запобіжних заходів щодо ушкодження газопроводу.

Перевірку стану ізоляції і металу сталевих вставок необхідно проводити не рідше одного разу на 5 років.

Перевірка герметичності підземних сталевих і поліетиленових газопроводів здійснюється приладами. У разі відключення газопроводу від мережі допускається перевіряти герметичність опресовуванням повітрям згідно з нормами випробувань, викладеними в п. 9.8 СНиП 3.05.02-88.

При технічному обстеженні і технічному обслуговуванні поліетиленових газопроводів експлуатаційна організація повинна керуватися РТМ 204 УССР 173-85.

За результатами технічного обстеження сталевих і поліетиленових газопроводів складається акт, в якому з врахуванням виявлених дефектів і оцінки технічного стану слід дати висновок про можливість подальшої експлуатації газопроводу, необхідність і строки проведення його ремонту і заміни.

Акт технічного обстеження повинен затверджуватися керівником СПГГ або підприємства.

Таблиця 2.1- Періодичність обходу трас підземних газопроводів.

№ п/п	Газопроводи	Періодичність обходу трас		
		Газопроводи низького тиску	Газопроводи високого і середнього тиску	
			в забудованій частині міста (населеного пункту)	в незабудованій частині міста (населеного пункту)
1	2	3	4	5
1.	Новозбудовані і введені в експлуатацію	Безпосередньо в день пуску і наступного дня		
2.	Які експлуатуються за нормальних умов і технічний стан яких задовільний	2 рази на місяць	1 раз на тиждень	2 рази на місяць
3.	Прокладені в зоні дії джерел блукаючих струмів і не забезпечені мінімальним захисним електропотенціалом	1 раз на тиждень	2 рази на тиждень	1 раз на тиждень
4.	Які підлягають ремонту після технічного обстеження	Щоденно	Щоденно	1 раз на тиждень
5.	Які мають позитивні і знакоперемінні електропотенціали	Те ж саме	Те ж саме	2 рази на тиждень
6.	Які мають дефекти захисних покриттів, на яких були зафіксовані наскрізні корозійні пошкодження і розриви зварних стиків	Те ж саме	Те ж саме	1 раз на тиждень
7.	Технічний стан яких незадовільний і які підлягають заміні	Те ж саме	Те ж саме	Те ж саме
8.	Які розташовані в радіусі 15 м від місця проведення будівельних робіт	Щоденно до закінчення робіт у зазначеній зоні		
9.	Не закріплені берегові частини переходу через водні перешкоди і яри в період весняного паводка	Щоденно до усунення загрози пошкодження		

Примітка. Газопроводи з дефектами, зазначеними в п. 6 таблиці 2.1, повинні бути піддані технічному обстеженню.

Результати обстеження записуються в паспорті газопроводу.

Обстеження підводних переходів полягає в уточненні місцеположення, глибини залягання і герметичності газопроводів, а також стану покриття (ізоляції, футеровки). Роботи повинні проводитися не рідше 1 разу за 5 років. При цьому обстеження переходів через судноплав-

ні водні перешкоди повинні проводитися спеціалізованою організацією з оформленням акта. Про виконання роботи з результатів обстеження робиться запис в паспорті підводного переходу.

Витоки газу на газопроводах ліквідовуються в аварійному порядку. При виявленні небезпечної концентрації газу вище від 1/5 нижчої межі вибуховості (НМВ) в підвалах, підпіллі будівель, колекторах, підземних переходах, галереях газопроводи негайно відключаються. До усунення витоків газу експлуатація їх забороняється.

Для тимчасового (не більше тижня) усунення витоків газу на зовнішніх газопроводах дозволяється накладати бандаж або хомут, які забезпечують герметичність з'єднання за умови щоденного їх огляду.

У разі механічних пошкоджень сталевих підземних газопроводів із зміщенням їх відносно основного положення (осі), як по горизонталі, так і по вертикалі, одночасно з проведенням робіт з ліквідації витоків газу повинні відкриватися і перевірятися фізичним методом контролю стики на пошкодженому газопроводі – найближчому з обох боків від місця пошкодження.

При виявленні дефектів у суміжних стиках відкривається і перевіряється фізичними методами контролю наступний стик газопроводу.

Пошкоджені (дефектні) зварні стики, наскрізні корозійні і механічні пошкодження сталевих газопроводів, каверни глибиною понад 30% від товщини стінки металу труби повинні ремонтуватися шляхом вирізання дефектних ділянок і вварювання катушок довжиною, яка дорівнює діаметру труби, але не менше 200 мм, або шляхом установки муфт. Допускаються й інші методи ремонту дефектних ділянок газопроводів, які дістали позитивну експертну оцінку спеціалізованих організацій і погоджені з органами Держнаглядохоронпраці.

Зварні стики і зварні шви, виконані при ремонті газопроводів, повинні перевірятися фізичними методами контролю.

Зварні стики і зварні шви, які не задовольняють вимог розділу 2 СНиП 3.05.02-88, повинні бути виправлені або вилучені.

При порушенні стиків поліетиленових газопроводів, а також при механічних пошкодженнях труб ремонт повинен провадитися шляхом вирізання дефектних ділянок і вварювання поліетиленових катушок довжиною не менше 500 мм.

Допускається ремонт газопроводу за допомогою сталевій вставки на нероз'ємному з'єднанні.

При виявленні нещільностей в нероз'ємних з'єднаннях поліетиленових труб з сталевими ці з'єднання вирізаються і замінюються новими.

Якість ремонтних робіт визначається зовнішнім оглядом і перевіркою герметичності приладами, мильною емульсією або пневматичним випробуванням усієї системи.

Перед початком ремонтних робіт на підземних газопроводах, пов'язаних з роз'єднанням газопроводу (заміна засувок, знімання і установка заглушок і прокладок, вирізування стиків), необхідно вимкнути електрозахист і встановити на роз'єднуваних ділянках газопроводу шунтувальні перемички з кабелю перетином не менше 25 мм² (якщо немає стаціонарно встановлених шунтувальних перемичок) з метою запобігання іскроутворенню від дії блукаючих струмів.

За неможливості установки шунтувальної перемички зазначені роботи повинні провадитись після продувки газопроводу повітрям.

Про відключення газопроводів, пов'язане з їх ремонтом, а також про час поновлення подачі газу споживачі попереджуються заздалегідь.

Підприємство-власник повинно своєчасно вживати заходів щодо ремонту захисних покриттів.

Дефекти захисних покриттів на газопроводах, які розташовані в зоні дії блукаючих струмів, поблизу будівель з можливим скупченням людей, повинні ліквідуватися в першу чергу, але не пізніше ніж через два тижні після їх виявлення.

Виконання зварних і ізоляційних робіт при приєднанні і ремонті сталевих підземних газопроводів і контроль за їх якістю здійснюються відповідно до вимог СНиП 3.05.02-88.

Організація, яка виконує будівельні і земляні роботи, повинна представляти СПГГ проект виконання робіт, складений з урахуванням вимог СНиП 3.02.01-87, СНиП Ш-4-80*, ДБН А3.1-5-96.

Будівельні і земляні роботи на відстані менше ніж 15 м від газопроводу допускаються тільки на підставі письмового дозволу СПГГ, у якому повинні бути зазначені умови і порядок їх проведення. До дозволу додається схема розташування газопроводу з прив'язками.

Перед початком робіт ударних механізмів і землерийної техніки поблизу підземного газопроводу організація, яка виконує земляні роботи, зобов'язана виявити фактичне місцезнаходження газопроводу шляхом відкриття шурфів вручну і в присутності представника СПГГ.

Ударні механізми для розпушування ґрунту можуть застосовуватися на відстані не ближче ніж 3 м від підземного газопроводу, а механізми, здатні значно відхилятися від вертикальної осі (куля, клин-баба тощо), – на відстані не ближче ніж 5 м. Забивання паль (шпунтів) дозволяється проводити на відстані не ближче ніж 30 м від газопроводу.

За необхідності забивання паль (шпунтів) на відстані менше ніж 30 м від газопроводу (але не ближче ніж на 10 м) стики газопроводу повинні бути відкриті на всій довжині забивання паль (шпунтів) плюс по 20 м від крайніх паль.

Після закінчення виконання робіт із забивання паль (шпунтів) всі відкриті зварні стики сталевого газопроводу повинні бути перевірені фізичними методами контролю.

У випадках будівництва поблизу діючого підземного газопроводу каналів, колекторів, тунелів і перетину газопроводу із зазначеними інженерними спорудами будівельні організації повинні дотримуватись вимог, передбачених ДБН А3.1-5-96, СНиП 3.02.01-87, СНиП Ш-4-80*, ДБН 360-92*, СНиП 2.04.08-87 і проектом.

При проведенні робіт з розширення і капітального ремонту основи залізничних і автомобільних доріг у місцях її перетину газопроводами останні, незалежно від дати попередньої перевірки і ремонту, повинні перевірятися (згідно з вимогами п.4.3.20) і за необхідності ремонтуватися або замінюватися.

10.4. Газорегуляторні пункти, газорегуляторні установки та комбіновані будинкові регулятори тиску

У кожному ГРП (ГРУ) на видному місці повинні бути вивешені схеми обладнання, попереджувальні написи та інструкції з експлуатації, протипожежної безпеки і охорони праці.

Режим роботи ГРП і ГРУ встановлюється у відповідності з проектом і фіксується в затверджених режимних картках.

Вихідний робочий тиск газу з ГРП (ГРУ) і комбінованих домових регуляторів тиску повинен регулюватися згідно з встановленими режимами тиску в газовій системі споживача.

Максимальний робочий тиск газу після регулятора тиску, який подає газ побутовим газовим приладам, встановлюється залежно від номінального тиску перед приладами, але не більше 300 даПа (300 мм вод. ст.).

Не допускається коливання тиску газу після регуляторів, яке перевищує 10% робочого тиску.

В тупикових системах газопостачання запобіжно-скидні клапани (далі – ЗСК) ГРП і ГРУ повинні спрацювати раніше, ніж спрацюють запобіжно-запірні клапани (далі – ЗЗК).

У кільцевих системах газопостачання ЗСК ГРП і ГРУ повинні забезпечувати їх спрацювання після спрацювання ЗЗК.

Для тупикових систем газопостачання ЗСК, а також запобіжно-скидні пристрої, вбудовані в регулятори тиску, повинні забезпечувати скид газу при перевищенні максимального робочого тиску після регулятора на 15%, а ЗЗК настраюються на верхню межу спрацювання, яка не перевищує 25% максимального робочого тиску.

Для кільцевих систем газопостачання ЗЗК настраюються на верхню межу спрацювання, яка не перевищує 15% максимального робочого тиску, а ЗСК повинні забезпечити скид газу при перевищенні максимального робочого тиску на 25%.

Для тупикових і кільцевих систем газопостачання низького тиску до 300 даПа (300 мм вод. ст.) нижча межа спрацювання ЗЗК устанавлюється СППГ, але не менше ніж 70 даПа (70 мм вод. ст.) у споживача.

При виконанні робіт з перевірки і налаштування запобіжних пристроїв і регуляторів тиску повинно бути забезпечене безпечне газопостачання.

Несправності регуляторів, які викликають підвищення або зниження робочого тиску, неполадки в роботі запобіжних клапанів, а також витоки газу, необхідно ліквідувати в аварійному порядку (тема 8).

Включення в роботу регуляторів тиску у випадку припинення подачі газу повинно проводитися після встановлення причин спрацювання ЗЗК і вжиття заходів до їх усунення.

Запірні пристрої на обвідній лінії (байпасі) повинні бути у закритому положенні (перед ЗСК – у відкритому) і опломбовані. Газ по обвідній лінії допускається подавати тільки протягом часу, потрібного для ремонту обладнання і арматури, а також в період зниження тиску газу перед ГРП або ГРУ до величини, яка не забезпечує надійної роботи регулятора тиску. При цьому на весь період подачі газу по байпасу повинен бути забезпечений постійний контроль за вихідним тиском газу.

Температура повітря в приміщеннях ГРП, де розміщені обладнання і засоби вимірювання, повинна бути не нижче за передбачену в паспортах заводів-виготовлювачів.

Із зовнішнього боку будівлі ГРП або на огорожі ГРУ на видному місці необхідно встановити попереджувальні написи – «Вогнебезпечно. Газ».

Під час експлуатації ГРП і ГРУ повинні виконуватися технічний огляд, регулювання обладнання, технічне обслуговування, поточний і капітальний ремонт.

Технічний огляд здійснюється:

- ГРП з регулюючими клапанами «ВО» і «ВЗ» – цілодобовим наглядом;
- інших ГРП (ГРУ) – не рідше 1 разу на 4 дні;
- ГРП з телемеханікою – не рідше 1 разу на 7 днів.

Регулювання обладнання ГРП (ГРУ) і перевірка параметрів спрацювання ЗСК і ЗЗК – не рідше 1 разу на 2 місяці, а також після ремонту обладнання.

Технічне обслуговування – не рідше 1 разу на 6 місяців.

Поточний ремонт – не рідше 1 разу на рік, якщо завод – виготовлювач регуляторів тиску, запобіжних клапанів, телемеханічних пристроїв не вимагає проведення ремонту в стисліші строки. Капітальний ремонт здійснюється на підставі дефектних відомостей, складених за результатами оглядів комісією експлуатаційної організації.

При технічному огляді стану ГРП (ГРУ) виконуються:

- перевірка приладами величин тиску газу перед і після регулятора, перепаду тиску на фільтрі, температури повітря в приміщенні, а стану герметичності системи – за допомогою як приладів, так і мильної емульсії;
- контроль за правильністю положення молоточка зчеплення важелів ЗЗК;

- перевірка справності КВП і А;
- перевірка стану і роботи електроосвітлення і електрообладнання, вентиляції, системи опалення; візуальне виявлення тріщин і недільностей стін, які відділяють основне і допоміжне приміщення;
- зовнішній і внутрішній огляд будівлі, за необхідності – очищення приміщення і обладнання від забруднення.

При виявленні порушень режимів газопостачання або наявності аварійних ситуацій потрібно повідомити АДС і вжити заходів згідно з планом локалізації і ліквідації аварії.

При перевірці засміченості фільтрів максимальний перепад тиску газу в касеті фільтра не повинен перевищувати встановлений заводом-виготовлювачем, але не більше, даПа (мм вод.ст.):

- сітчастого – 500 (500);
- вісцинового – 500 (500);
- волосяного – 1000 (1000).

При зніманні для ремонту запобіжних пристроїв замість них необхідно встановлювати випробувані запобіжні пристрої. Робота ГРП (ГРУ) без запобіжних пристроїв забороняється.

При технічному обслуговуванні повинні виконуватися:

- перевірка роботи засувок і запобіжних клапанів;
- змащення тертьових частин і перенабивка сальників;
- визначення щільності і чутливості мембран регуляторів тиску і управління;
- продувка імпульсних трубок до регуляторів тиску, контрольно-вимірювальних приладів і ЗЗК;
- перевірка параметрів настроювання ЗСК й ЗЗК.

При поточному ремонті слід обов'язково виконувати:

- розбирання регуляторів тиску, запобіжних клапанів з очищенням їх від корозії і забруднень;
- перевірку щільності прилягання клапанів до сідла, стану мембран;
- змащення тертьових частин;
- ремонт або заміну зношених деталей;
- перевірку надійності кріплень конструкційних вузлів, які не підлягають розбиранню;
- розбирання запірної арматури, яка не забезпечує герметичності закриття;

Відмикаючи пристрої на лінії редукування при розбиранні обладнання повинні бути в перекритому положенні. На межі відключених ділянок повинні встановлюватися інвентарні заглушки, які б відповідали вхідному максимальному тиску газу. ГРП (ГРУ) повинні бути забезпечені комплектом інвентарних заглушок.

Ремонт електрообладнання ГРП і заміна перегорілих електроламп повинні проводитися при знятому навантаженні персоналом, який пройшов перевірку знань згідно з вимогами ПУЕ і ПБЕ електроустановок.

При недостатньому природному освітленні допускається застосування переносних вибухозахищених світильників.

При наявності в ГРП місцевого опалення з розташуванням індивідуальної опалювальної установки в допоміжному приміщенні ГРП слід стежити за газонепроникністю стін (відсутність видимих тріщин, наскрізних отворів і т. ін.), які відділяють основне приміщення ГРП від приміщення, де є опалювальна установка.

За наявності в розділювальних стінах нещільностей користуватися опалювальними установками забороняється.

Перевірка і прочищення димоходів повинна проводитися перед кожним опалювальним сезоном з оформленням акта.

Результати ремонтів обладнання ГРП (ГРУ), пов'язаних з заміною деталей і вузлів, повинні заноситися в паспорт ГРП (ГРУ).

Перелік виконаних робіт, які не відображаються в паспорті ГРП, повинен відображатися в експлуатаційному журналі, де вказуються також параметри експлуатації обладнання ГРП і ГРУ і виконані роботи.

В приміщеннях ГРП зварювальні та інші вогневі роботи повинні виконуватися за нарядами-допусками на виконання вогневих і газонебезпечних робіт.

Приміщення ГРП повинні бути вкомплектовані первинними засобами пожежогасіння

Зберігання обтиральних горючих матеріалів та інших матеріалів в основному приміщенні ГРП не дозволяється.

Установка і будова комбінованих домових регуляторів тиску газу здійснюються за вимогами СНиП 2.04.08-87.

При кожному обході газопроводів-вводів, згідно з установленою періодичністю, перевіряється герметичність з'єднань комбінованих

домових регуляторів тиску за допомогою приладів або мильної емульсії, а також їх зовнішній стан.

Технічне обслуговування комбінованих домових регуляторів тиску повинно провадитися не рідше 1 разу за 3 роки або за заявкою власника. При цьому регулятор повинен пройти дефектацію, ремонт і налагодження, згідно з ТУ, в майстернях спеціалізованих підприємств газового господарства (СПГГ).

Замість знятого СПГГ встановлює справний регулятор.

За наявності заявки абонента на відхилення тиску газу від номінального слід перевірити його величину на виході регулятора. Тиск перевіряється на приладі споживача за відсутності відбору газу.

Контрольні питання

1. Що перевіряють при прийомі будинкових систем газопостачання?
2. Назвіть загальні вимоги до технічного обслуговування й ремонту систем газообеспечення підприємств і організацій, перелік робіт і строки виконання.
3. Перелічіть вимоги до газопроводів і газового встаткування житлових будинків. Перелік робіт з технічного обстеження ВДГО й строки виконання.
4. Мети комплексного приладового обстеження (КПО), строки.
5. Назвіть перелік робіт з технічного обстеження ГРП, ГРУ.
6. Назвіть основні роботи з технічного обслуговування ГРП, ГРУ, ШРП.
7. Поточний ремонт устаткування ГРП і надомних регуляторів.

ТЕМА 11. ОРГАНІЗАЦІЯ ТЕХНІЧНОГО ОБСЛУГОВУВАННЯ І ЕКСПЛУАТАЦІЇ ВБГО І ПРОМИСЛОВИХ ПІДПРИЄМСТВ

11.1. Внутрішні газопроводи і газове обладнання житлових і громадських будівель

Вимоги даної теми поширюються на газопроводи і газове обладнання, розміщене після відключаючого пристрою на вводі по ходу газу, в житлових і громадських будівлях, комплексах і спорудах згідно ДБН.

Власники житлових будівель до пуску газу повинні забезпечити інструктаж квартиронаймачів, власників квартир і житлових будинків з питань користування газом і техніки безпеки, на базі та за допомогою фахівців спеціалізованого підприємства газового господарства (СПГГ).

Інструктаж жителів міст при вселенні в будинки-новобудови і після капітального ремонту, при газифікації існуючого житлового обладнання проводиться в технічних кабінетах на діючому газовому обладнанні або безпосередньо в квартирах при пуску газу.

Інструктаж жителів сільських населених пунктів робиться в квартирах при пуску газу.

Власники громадських будівель зобов'язані забезпечити підготовку осіб, відповідальних за технічний стан і безпечну експлуатацію газового господарства, згідно з Правил.

У газових приладів з відведенням продуктів згорання в димарі потрібно вивісити таблички або нанести штампи з попереджувальним написом "перевір тягу".

Персонал громадських будівель, що користується тільки побутовими газовими приладами і апаратами, лабораторними пальниками, повинен при пуску газу, а також не рідше за один раз на рік проходити інструктаж.

Інструктаж проводить особа, відповідальна за безпечну експлуатацію газового господарства об'єкту, із записом в журналі інструктажів.

У громадських будівлях у газового обладнання мають бути на видних місцях вивішені інструкції по безпечному користуванню газом.

Періодичність і порядок технічного обслуговування внутрішніх газопроводів і газового обладнання житлових і громадських будівель повинні виконуватися згідно з "Положенням про технічне обслуговування внутрішніх систем газопостачання житлових будівель, громадських будівель, підприємств побутового і комунального призначення".

Переміщення і заміна газових приладів і апаратів робиться СПГГ або газовими службами підприємств з урахуванням вимог нормативних документів і внесенням змін в технічну документацію.

Доставка зріджених вуглецевих газів (ЗВГ) в балонах безпосередньо абонентам і заміна балонів повинні виконуватися працівниками СПГГ. Допускається заміна балонів особами (абонентами) не молодше 18 років, що пройшли практичне навчання і отримали дозвіл підприємства газового господарства на проведення цих робіт.

Порожні і наповнені ЗВГ балони можуть зберігатися тільки поза приміщеннями в безпечному місці з обов'язковою установкою заглушок на штуцерах вентилів.

Герметичність газобалонних установок перевіряється під робочим тиском газу із застосуванням приладів або мильної емульсії.

Проточні ємкісні газові водонагрівачі, малометражні газові котли і інші опалювальні газові прилади з відведенням продуктів згорання в димохід, а також опалювальні і опалювально-варильні печі повинні обладнуватися автоматичними пристроями, які забезпечують відключення пальників при припиненні подачі газу, пониженні тиску нижче заданого значення, погашенні полум'я і відсутності необхідної тяги в димоході (відповідно до ДСТУ 2356-94). Величина зниженого тиску газу перед автоматичним запірним клапаном визначається як сума нижньої межі стійкої ефективної роботи пальника і втрати тиску на автоматичці.

Відключенню від системи газопостачання з установкою заглушки підлягають прилади і апарати, в яких не забезпечена герметичність і які мають несправну автоматику безпеки, а також несправні димоходи, вентиляційні канали і їх оголовки.

Несправне газове обладнання, плити, печі і інше обладнання, ремонт якого пов'язаний з їх розбиранням, а також газове обладнання при капітальному ремонті помешкань житлових і громадських будинків повинно відключатись з встановленням заглушок і оформлятися актом,

складеним представником організації, яка експлуатує газове господарство. Один примірник акта вручається власнику.

Сезонно працюючі прилади і апарати, які встановлені в громадських будинках, після закінчення опалювального періоду повинні відключатися з встановленням заглушки і пломби, а встановлені в житлових будинках - повинні відключатися за заявою абонента з встановленням пломби на закритому крані.

При газифікації житлових і громадських будівель, в яких встановлюються прилади і апарати з відведенням продуктів згорання в димоходи, повинна провадитися первинна перевірка і очищення димових і вентиляційних каналів.

При цьому повинні перевірятися:

- відповідність їх будови і застосованих матеріалів вимогам ДБН з урахуванням вимог Правил для димових каналів, установлених чинним законодавством України;
- прохідність каналів (відсутність засмічень і наявність нормальної тяги);
- герметичність і відокремленість;
- наявність і справність протипожежних переділок від горючих конструкцій;
- справність і правильність розташування оголовка відносно даху і поблизу розташованих споруд і дерев з урахуванням зони вітрового підпору;
- відсутність сажі і смоли на внутрішніх поверхнях і тріщин - на зовнішніх,

Площа перерізу димоходу не має бути менше площі патрубка газового приладу, що приєднується до димоходу.

Нормальною тягою димаря вважається мінімальне розрідження в димарі, встановлене державними стандартами на прилади і апарати, підключені до димаря, але не менше 2 Па (0,2 мм вод.ст.).

Зоною вітрового підпору каналу вважається простір нижче ліній, проведених під кутом 45° до горизонту від найбільш високих точок поблизу розташованих споруд і дерев. Прохідний перетин димаря має бути оптимальним, забезпечуючи повне відведення і мінімальне охолодження

продуктів згорання, і повинно бути визначено розрахунком залежно від теплової потужності приладів і апаратів.

При первинному обстеженні димових і вентиляційних каналів в газифікованих приміщеннях новобудов житлових і суспільних будівель перевіряється інструментальним методом кратність повітрообміну відповідно до СНІП 2.08.01-89 (кількість повітря, що видаляється, з приміщень кухонь при установці плит 2-конфорок - не менше 60 м³/г; 3-конфорках - не менше 75 м³/г; 4-конфорках - не менше 90 м³/г).

При установці в приміщеннях лише водонагрівачів або опалювальних апаратів з відведенням продуктів згорання кратність повітрообміну має бути не менше трьох.

При не забезпеченні необхідної кількості повітря, що видаляється, з приміщення, або кратності повітрообміну газові прилади не повинні прийматися в експлуатацію.

Для димоходів і вентиляційних каналів, що потрапляють в зону вітрового підпору, необхідно передбачати заходи, що запобігають перекиданню тяги в каналах.

При нарощуванні димової труби за допомогою сталевого, керамічного або азбестоцементного патрубку потрібно його утеплити, щоб уникнути утворення конденсату та обмерзання.

Гирла цегляних труб заввишки 0,2 м належить обштукатурити цементним розчином для захисту від атмосферних опадів.

У будівлях, обладнаних приладами і апаратами з відведенням продуктів згорання в димоходи, не допускається влаштування витяжної вентиляції з штучним спонуканням.

Вентиляційні канали кухонь і приміщень, обладнаних приладами і апаратами, які працюють без відведення продуктів згорання в димар, повинні відповідати вимогам СНІП 2.08.02-89.

При первинній і повторній перевірці і прочищенню повинні бути перевірені: наявність тяги, відсутність засмічення, герметичність, справність оголовків, відокремленість.

Забороняється перевіряти тягу вентканалів запаленим сірником.

Вентиляційні канали повинні бути виведені вище зони вітрового підпору, а при розташуванні поряд з димовими трубами - мати висоту, яка дорівнює висоті цих труб. Первинне, а також післяремонтне обстеження

димоходів і вентканалів повинно проводитися спеціалізованою організацією за участю ЖЕУ або власників будинків.

Результати оформляються актом, в якому зазначається будова димоходів і вентиляційних каналів, відокремлень, відсутність засмічення, герметичність, наявність тяги, справність оголовків.

Термін зберігання актів постійний – в виконавчо-технічній документації.

При повторній перевірці каналів перевіряються такі ж показники, що й при первинній.

Повторні перевірки димових і вентиляційних каналів в житлових будинках можуть виконуватися власниками будинків або іншими організаціями, які мають підготовлений персонал, технічне оснащення і дозвіл на проведення таких робіт від органу Держнаглядохоронпраці.

Відомості про повторну перевірку заносяться в журнал повторної перевірки технічного стану димових і вентиляційних каналів згідно з формою, приведеною в Правилах технічної експлуатації. Журнали зберігаються у власників будинків.

Періодичній перевірці і прочищенню підлягають:

- димові канали опалювальних печей, ємкісні водонагрівачі для опалювання і опалювальних казанів, що сезонно працюють, - не рідше за 1 раз в рік перед початком опалювального сезону, що працюють цілорічно - 2 рази в рік (навесні і осінню);
- димові канали опалювально-варильних печей - не рідше 2 раз на рік: перед початком опалювального сезону і навесні при настанні відлиги;
- димові канали від газових проточних і ємкісних водонагрівачів для гарячого водопостачання, ресторанних плит - не рідше за 1 раз в 6 місяців при цегельних і комбінованих (цегельні і азбестоцементні, цегельні і керамічні) димоходах і не рідше за 1 раз в рік - металевих (з товщиною стінки не менше 3 мм), азбестоцементних, гончарних, а також димоходів, виконаних із спеціальних блоків жаростійкого бетону.

Періодичність перевірок існуючих димоходів з перетином меншим за перетин димовідвідного патрубку газового приладу - не рідше за 1 раз в 2 місяці.

Вентиляційні канали підлягають перевірці і прочищенню одночасно з димовими.

Перевірка і прочищення димових і вентиляційних каналів оформляється актом, в якому вказується їх стан по таких же параметрах, що і при первинній перевірці. Один екземпляр акту повинен передаватися СПГГ.

Термін зберігання актів - 12 місяців.

Контроль за проведенням перевірок стану димових і вентиляційних каналів з метою визначення їх придатності для подальшої експлуатації в терміни, встановлені ПБСГУ, покладається на житлово-експлуатаційні організації, незалежно від їх відомчої належності, і керівників (власників) громадських будинків.

Димові і вентиляційні канали на горищах, а при поєднаній кривлі — на оголовках мають бути побілені і пронумеровані фарбою відповідно до номерів квартир. Реєстри нумерації каналів зберігаються у власників будинків, квартир, громадських будівель.

У випадку виявлення несправних димових і вентиляційних каналів, а також не придатних до подальшої експлуатації представник організації, який виконує їх перевірку, зобов'язаний попередити власника під розписку про заборону користування газовими приладами і апаратами і негайно повідомити СПГГ і представити акт перевірки для відключення газових приладів від газопроводу.

В будинках, що належать громадянам на правах особистої власності, до пуску газу власник будинку повинен укласти договір з СПГГ на технічне обслуговування будинкової системи газопостачання, в якому відображається також обов'язок власника повторно перевіряти і прочищати димові і вентиляційні канали, - власними силами після здобуття інструктажу і пам'ятки в спеціалізованій організації або за домовленістю з організацією, яка експлуатує канали.

У приватизованих багатоквартирних житлових будинках вказані роботи повинні виконуватися лише спеціалізованою організацією.

У зимовий період не рідше 1 разу на місяць власники житлових і громадських будинків повинні проводити огляд оголовок димоходів і вживати заходи щодо запобігання їх обмерзанню і закупорці.

До початку робіт з ремонту димоходів і вентиляційних каналів власник житлового будинку повинен письмово повідомляти СПГГ про

відключення газових приладів і апаратів від систем газопостачання. Після кожного ремонту димарі підлягають позачерговій перевірці і прочищенню.

Власники житлових і суспільних будівель повинні:

- надавати СПГГ всебічну допомогу при проведенні ними технічного обслуговування газового обладнання будинків;
- утримувати в належному стані підвали, технічні коридори і підпілля, забезпечувати постійне підтримання в робочому стані їх електроосвітлення і вентиляцію;
- наглядати за станом ущільнення відгалужень підземних комунікацій в підвали будинків, а також місць пересічення газопроводами будівельних елементів будівель, своєчасно проводити їх ремонт;
- згідно з вимогами нормативних актів забезпечувати встановлення сигналізаторів загазованості в житлових і громадських будинках з масовими скупченнями людей (видовищні споруди, учбові і лікувальні установи, гуртожитки і ін.), а також у вбудованих і прибудованих до громадських і житлових будівель котельнях;
- забезпечити у будь-який час доби безперешкодний доступ працівників СПГГ у всі підвали, технічні коридори і підпілля, а також приміщення перших поверхів для перевірки їх на загазованість;
- своєчасно перевіряти стан і при необхідності проводити ремонт димоходів і вентиляційних каналів, оголовоків димоходів, контролювати якість виконання вказаних робіт з реєстрацією результатів в спеціальному журналі;
- негайно повідомляти СПГГ про необхідність відключення газових приладів при виявленні несправності димоходів, вентканалів і самовільно встановлених газових приладів;
- стежити за справністю зовнішніх газопроводів;
- при виїзді мешканців викликати представника СПГГ для відключення газових приладів від системи газопостачання, а при вселенні, зокрема і повторному, - для їх включення забезпечити своєчасний інструктаж квартиронаймачів, викликати представника СПГГ;
- працівники СПГГ при проведенні технічного обслуговування газового устаткування перевіряють наявність тяги в димових і вентиляційних

- каналах, наявність документів, підтверджуючих інструктаж мешканців, і наявність документів по перевірці каналів;
- провадити вселення мешканців, видачу ним ключів тільки після проходження ними інструктажу з користування газом у побуті.

11.2. Газопроводи і газовикористовуючі установки промислових і сільськогосподарських підприємств, котелень, підприємств комунально-побутового обслуговування виробничого характеру

СПГГ і підприємства повинні складати акт і схему розмежування ділянок обслуговування.

Розмежування ділянок обслуговування зовнішніх і внутрішніх газопроводів, а також газопроводів і установок усередині підприємства повинно бути оформлено наказом (розпорядженням) по підприємству з додатком схем пограничних ділянок із зазначенням меж.

Межа обслуговування газопроводів СПГХ і газоспоживаючими організаціями встановлюється за домовленістю.

Підприємство повинно скласти паспорт на газове господарство (цех, ділянку, котельню газовикористовувальну установку).

У паспорті повинні зазначатися всі зміни, які вносяться в об'єкт, з доданням відповідних схем, а також повинні відображатися такі наступні основні дані:

- повідомлення про відповідальних осіб;
- короткі повідомлення про газопроводи ГРП (ГРУ);
- повідомлення про газовикористовувальні установки;
- повідомлення про проведені ремонти, що проводяться, і заміну обладнання;
- відмітки контролюючих органів.

На окремі об'єкти газового господарства - цех (котельню), а також в цілому на цех повинні вестися два журнали: агрегатний - з вказівкою виконаних ремонтів, ревізій, налагодження і тому подібне і експлуатаційний - з вказівкою виявлених несправностей в кожній зміні, у тому числі порушень ПБГГУ, а також заходів щодо усунення порушень і термінів їх фактичного виконання. Журнали мають бути прошнуровані і знаходитися у веденні чергового персоналу.

Контроль за правильним веденням журналів покладається на осіб, відповідальних за безпечну експлуатацію газового господарства об'єкту.

Всі однотипні газовикористовуючі установки, а також вузли і деталі на кожному об'єкті мають бути пронумеровані.

Біля кожного агрегату або в місці знаходження обслуговуючого персоналу повинні бути вивішені чіткі схеми газових пристроїв з вказівкою номерів цих пристроїв.

Газопроводи і газовикористовувальні установки повинні проходити технічне обслуговування і поточний ремонт відповідно до затверджених керівником підприємства графіками.

При складанні графіків повинні витримуватися строки, які вказані в паспортах або інструкціях заводів, - виробників устаткування, приладів, арматури з врахуванням місцевих умов експлуатації. При цьому технічне обслуговування повинно проводитися не рідше за 1 раз на місяць, а поточний ремонт - не рідше за 1 разу на рік.

Перевірка і прочищення газоходів повинні вироблятися одночасно з поточним ремонтом печей, казанів і іншого обладнання, а також після кожного випадку порушення тяги, але не рідше за 1 раз в рік. Результати оформляються актом, в якому вказується відсутність засмічень, відокремленість, герметичність, справність оголовків.

Перевірка герметичності приєднання імпульсних труб і гумовотканинних рукавів до штуцерів приладів або газопроводів повинна проводитися не рідше 1 разу на тиждень приладовим методом або за допомогою мильної емульсії.

Контрольний огляд газового господарства підприємства повинен проводитися не рідше 2 разів на рік.

Огляд проводиться комісією, призначеною керівником підприємства.

Обсяг перевірок при контрольному огляді встановлюється наказом по підприємству при організації технічного обслуговування і поточного ремонту газового господарства підприємства.

Зовнішні поверхні газопроводів, обладнання, арматура фарбуються не рідше 1 разу на 5 років фарбами або іншими покриттями відповідно до вимог ГОСТ 14202-69.

Потреба нанесення покриття в коротші строки визначається при контрольному огляді газового господарства.

Роботи із застосуванням зварювання і відкритого полум'я повинні виконуватися відповідно до Правил пожежної безпеки при проведенні зварювальних і інших вогневих робіт, встановленими чинним законодавством України.

Перед пуском в роботу газовикористовувальних установок їхні топки і газоходи повинні бути провітрені. Порядок і тривалість вентиляції вказується в інструкції по безпечному обслуговуванню установки.

Закінчення вентиляції визначається за допомогою газоаналізатора, при цьому вміст газу не повинен перевищувати $1/5$ нижньої межі вибуху (НМВ).

До розпалювання газовикористовувальної установки повинні бути послідовно продуті газом газопровід перед колектором агрегату, колектор агрегату і опуски до пальників.

Продувка газопроводу і колектора повинне вироблятися при закритій запірній арматурі перед пальниками.

Запірну арматуру безпосередньо перед пальником дозволяється відкривати лише після включення запального пристрою або піднесення до неї запальника, що горить.

Подача газу в топку, обладнані автоматизованими газопальниковими блоками, що працюють за програмою, визначається інструкцією заводу - виготовлювача блоку.

Якщо агрегати працюють на різних видах палива і мають загальні газоходи, то пуск агрегатів на газовому паливі повинен проводитися при непрацюючих агрегатах, що використовують інші види палива.

Якщо зупинка цих агрегатів за технологією виробництва неможлива, допускається пуск агрегату на газовому паливі при працюючих агрегатах на інших видах палива лише при дотриманні спеціальної пускової інструкції, затвердженої керівником підприємства.

Перед ремонтом і при тривалій зупинці (більше трьох діб) агрегату газопровід до нього і газопровід до запальника (при його живленні від колектора до відключення на агрегат) повинні відключатися від діючих газопроводів першим по ходу газу відключаючим пристроєм на агрегат з установкою інвентарної заглушки.

Газопроводи безпеки при цьому повинні залишатися у відкритому положенні.

Газоходи агрегатів, виведених в ремонт або зупинку більш одного місяця, повинні відключатися від тих, що діють за допомогою глухих шиберів агрегатів. Газоходи агрегатів, що наново монтуються, повинні бути відключені від діючих за допомогою глухих перегородок.

Пуск агрегату після тривалої зупинки або ремонту (зняття заглушок) дозволяється за наявності актів контрольного випробування газопроводів на герметичність, перевірки топків, газоходів, контрольно-вимірювальних приладів і систем автоматики безпеки і регулювання.

Первинні перевірки і прочищення димовідвідних пристроїв і газоходів повинні виконуватися спеціалізованою організацією.

Подальші перевірки і прочищення допускається виконувати службами підприємства, персонал який пройшов навчання і перевірку знань відповідно до ПБГХ, які одержали дозвіл на виконання таких робіт від місцевого органу Держнаглядохоронпраці.

Внутрішній огляд і ремонт топків агрегатів (котлів) із знаходженням в них людей вирішується лише після відключення агрегатів від газопроводів, що діють, з установкою заглушок, відключення газоходів з встановленням глухих шиберів, вентиляція топків і перевірки її закінчення приладовим методом, відповідно до вимог ГОСТ 12.1.005-88.

При цьому вміст кисню в пробах має бути не менше 20%, а вміст окислу вуглецю не повинен перевищувати 20 мг/м³. Кількість послідовно взятих проб має бути не менше два. При роботі всередині топків дверці і люки топків (агрегатів) мають бути відкриті.

У необхідних випадках в топки повинне подаватися чисте повітря «примусово».

Приміщення, в яких прокладені газопроводи і встановлені газорегулюючі пристрої, газовикористовувальні агрегати і арматура, повинні бути доступні для обслуговуючого персоналу.

Пристосовувати ці приміщення під склади і майстерні забороняється.

Забороняється навантажувати газопроводи і використовувати їх як заземлення.

Робота газовикористовувальних установок без включення і при несправності приладів контролю і захисту забороняється.

Якщо при розпаленні пальника або в процесі регулювання стався відрив, проскакування або згасання полум'я, подача газу на пальник і запальний пристрій має бути негайно припинена.

До повторного розпалювання дозволяється приступити після вентиляції топки і газоходів протягом часу, вказаного у виробничій інструкції, а також усунення причини неполадок.

Не дозволяється залишати працюючу газовикористовуючу установку без постійного нагляду з боку обслуговуючого персоналу.

Робота газовикористовуючих установок без постійного обслуговуючого персоналу допускається за умови:

- розміщення газовикористовуючих установок і допоміжного обладнання у відокремлених приміщеннях, що закриваються, обладнаних охоронною сигналізацією і аварійним вибухозахищеним освітленням з включенням його поза приміщенням;
- оснащення газовикористовувальних установок системами автоматизації, що забезпечують їх безаварійну роботу, протиаварійний захист, відключення подачі газу на установку при загазованості приміщення, пожежі в приміщенні і відключення електропостачання;
- виведення сигналів про загазованість приміщення і спрацьовування захисту на диспетчерський пункт або в приміщення з постійною присутністю чергового;
- наявність в оперативному підпорядкуванні у диспетчера чергового персоналу, здатного до виконання робіт з аварійної зупинки обладнання.

Експлуатація газовикористовуючих установок, розміщених в житлових і громадських будинках, без обслуговуючого персоналу не дозволяється.

Подача газу на установку має бути негайно припинена автоматикою і пристроями захисту або діями обслуговуючого персоналу при:

- згасанні контрольованого полум'я пальників;
- недопустимому підвищенні або зниженні тиску газу;
- відключенні дуттьових вентиляторів або неприпустимих відхиленнях в подачі повітря для спалювання газу на пальниках з примусовою подачею повітря;

- відключенні димососів або недопустимому зниженні розрідження в топковому просторі;
- появі нещільностей в обмурівці, газоходах і запобіжно-вибухових клапанах;
- припиненні подачі електроенергії або зникненні напруги на пристроях дистанційного і автоматичного керування на засобах вимірювання;
- несправностях КВП, засобів автоматизації і сигналізації;
- виході з буд запобіжних і блокувальних пристроїв;
- несправностях пальників;
- появі загазованості, виявленні витоків газу на газовому обладнанні і внутрішніх газопроводах; вибуху в топковому просторі, вибуху або загорянні горючих відкладень в газоходах.

При вибуху або пожежі в цеху або котельній обслуговуючий персонал повинен негайно перекрити подачу газу відключаючи пристроєм, встановленим на вводі газопроводу в приміщення газовикористовуючих установок.

Адміністрація підприємства до включення в роботу установок сезонної дії, у тому числі опалювальних котлів, повинна забезпечити:

- перевірку виробничого персоналу на знання виробничих інструкцій і інструкцій по охороні праці відповідно до вимог ПБГХ;
- очищення газоходів, перевірку справності газоходів і систем вентиляції;
- виконання робіт згідно ПБГХ.

Для вбудованих котельних необхідно перевірити газонепроникність приміщень.

Готовність до роботи газового обладнання сезонної дії підприємства має бути оформлений актом, згідно з формою, приведеною в Правилах технічної експлуатації.

Зняття заглушок і пуск газу дозволяється лише за наявності документів, підтверджуючих виконання вказаних робіт.

Пальники інфрачервоного випромінювання (далі - ПІВ) можна використовувати в стаціонарних і на пересувних установках для обігріву виробничих приміщень, сушки приміщень при будівництві будівель та їх ремонті тощо.

Застосування ПІВ для обігріву експлуатованих житлових і суспільних будівель забороняється. Забороняється установка ПІВ в приміщеннях з виробництвами, які належать за вибухопожежною і пожежною безпекою до категорій А, Б, В (СНИП 2.09.02-85) в складських приміщеннях, приміщеннях, які виконані з легких металевих конструкцій з горючим або важкогорючим утеплювачем в стінах, покриттях і помешканнях, покритих соломою і очеретом, а також в приміщеннях підвальних поверхів.

При роботі установок з ПІВ на ЗВГ (з розміщенням балонів в будівлі) балони повинні знаходитися в тих же приміщеннях, де і установка. На установці можна використовувати не більш одного балону. Якщо приміщення, де провадиться сушіння, має малі розміри (наприклад, санузел), балони із зрідженими газами, як виняток, можуть бути встановлені в суміжному приміщенні за умови вільного до них доступу. Двері між цими приміщеннями мають бути повністю і постійно відкриті. Забороняється використання пересувних і стаціонарних установок з ПІВ, що працюють на ЗВГ в підвальних і цокольних поверхах.

Опалювальні системи з ПІВ, призначені для опалювання приміщень, мають бути обладнані автоматикою, яка забезпечує припинення подачі газу в разі згасання полум'я пальника. Допускається експлуатація таких систем без автоматики при безперервному спостереженні за їх роботою.

В помешканнях, які опалюються пересувними установками з ПІВ, повинна забезпечуватися трикратна загальнообмінна вентиляція з витягом з верхньої зони.

При використанні установок з ПІВ для сушіння приміщень має бути забезпечена вентиляція цих приміщень через фрамуги, кватирки і тому подібне. Якщо установки з ПІВ застосовуються поза приміщеннями, пальники мають бути захищені від задування і попадання в них атмосферних опадів.

Експлуатація установок з ПІВ повинна здійснюватися відповідно до інструкцій заводів — виробників пальників і інструкцій з експлуатації, затверджених в установленому порядку.

Для теплопостачання і гарячого водопостачання житлових і громадських будівель можуть застосовуватися модульні теплогенератори, що набирають з газових проточних водонагрівачів (блочних котлів) і

блоків допоміжного обладнання, розташованих на плоских дахах або в горючих приміщеннях (дахові котельні).

Будівництво дахових котельних вирішується на підставі проектів, розроблених спеціалізованими проектними організаціями, що мають дозвіл Держнаглядохоронпраці.

Застосовувати ГРП і котельні блокового типу дозволяється за наявності дозволу Держнаглядохоронпраці на їх використання.

Кам'янки в парильному відділенні лазень повинні опалюватися за відсутності в них людей. Запускати людей можна лише після перевірки на відсутність газу і продуктів його згорання.

На кожен газовикористовуючу установку на підставі технічного звіту спеціалізованої налагоджувальної організації має бути складена режимна карта роботи установки.

Контрольні питання

1. Перелік робіт по організації внутрішньо будинкових систем газопостачання (ВБГО).
2. Вимоги до обслуговування вентиляційних і димових каналів.
3. Періодичність перевірки і очищення димарів.
4. Відповідальність власників житлових і громадських будівель за утримання в справному стані газових приладів і димоходів.
5. Організація робіт по технічному обслуговуванню промислових підприємств і КБО.
6. Порядок пуску газу і експлуатації котельних.

ТЕМА 12. ЕКСПЛУАТАЦІЯ ГАЗОВОГО ГОСПОДАРСТВА В ЗИМОВИХ УМОВАХ

Підготовка та експлуатація газового господарства в зимових умовах є одним з важливих питань забезпечення безаварійної роботи систем газопостачання, обладнання, виробничих, складських, службових будівель та автотранспортних засобів.

Оскільки газ став одним з основних видів палива, запаси якого створити для кожного підприємства технічно неможливо, питання безперебійного газопостачання набувають першорядне значення. У холодну пору року стійке і безперебійне газопостачання необхідно для промислових і комунально-опалювальних котелень. Промислові підприємства, які отримують газ, повинні мати у своєму розпорядженні такими агрегатами й установками, які можна швидко переводити на резервне паливо без особливих затрат часу і праці в умовах недостатньої подачі газу.

Споживання газу у великих містах і населених пунктах відрізняється нерівномірністю по місяцях року (максимум в січні і лютому, мінімум у липні та серпні). У зимовий час витрата газу знаходиться в прямій залежності від температури зовнішнього повітря.

До найбільш трудомістким роботах і складним заходам при підготовці до експлуатації систем газопостачання в зимових умовах відносяться:

- протипожежна безпека об'єктів;
- ліквідація можливих конденсатотворень і закупорок на цокольних вводах і фасадних газопроводах;
- герметизація введів та інженерних комунікацій;
- підготовка резервуарів, що знаходяться в пучинистих ґрунтах, до роботи в зимових умовах;
- консервація резервуарних установок скрапленого газу сезонних споживачів;
- повторний огляд ємностей групових установок;
- протикорозійних заходів.

12.1. Особливості експлуатації систем газопостачання в зимовий період

При експлуатації підземних газопроводів взимку необхідно враховувати:

- погіршуються умови для виходу газу в атмосферу при витоках газу з газопроводів у зв'язку із замерзанням верхнього шару ґрунту, внаслідок чого збільшується число випадків проникнення газу в будівлі та споруди;
- температурні напруги в трубах з-за охолодження газопроводів, викликають при поганій якості зварювання руйнування зварних стиків;
- значно збільшуються витрати газу і навантаження на газопроводи;
- збільшується число закупорок, тому що більш інтенсивно конденсуються водяні пари (при вологому газі) і випадають смола і нафталін у штучному газі, особливо на погано утеплених ділянках газопроводів.

Зі сказаного видно, що в зимовий час завдання та вимоги до експлуатаційної газовій службі ускладнюються. Для виявлення випадків проникнення газу в будівлі та споруди, в зимовий час, як зазначалося, огляд колодязів і споруд здійснюється частіше, ніж влітку, при цьому більш оперативно повинні вживатися заходи до усунення виявлених витоків газу.

З метою підвищення безпеки газопостачання і запобігання можливих аварій і нещасних випадків у системах газопостачання міст, робітничих селищ і сіл слід приділяти постійну увагу таким питанням:

1. Терміни обходу трас підземних газопроводів:

- газопроводи високого та середнього тиску, що проходять в межах забудованої частини міст і населених пунктів, взимку (з 15 листопада по 15 квітня) обходять щоденно, влітку 1 раз на 2 дні, а в межах незабудованій частині - 1 раз на тиждень;
- газопроводи низького тиску мережевого і скрапленого газів взимку обходять 1 раз на тиждень, влітку - 1 раз на 2 тижні.
- виходячи зі зміни умов і накопиченого досвіду експлуатації систем газопостачання встановлені терміни обходу трас газопроводів повинні щорічно переглядатися.

Для усунення можливих конденсатоутворень і закупорок в газопроводах у філіях газового господарства створюються спеціальні бригади, навчені цих робіт.

Щоб уникнути випадків проникнення газу в будівлі та споруди встановлюється суворий контроль за якістю закладення швів між фундаментами будинків і стіновими панелями підвалів і за станом герметизації вводів інженерних комунікацій в підвали будинків, розташованих у радіусі 15 м від діючих підземних газопроводів, і забезпеченням своєчасного проведення герметизація підвалів будівель по трасах новозбудованих та споруджуваних газопроводів, не допускаючи при цьому зриву термінів подачі газу населенню.

Щорічно (з 15 листопада по 15 квітня) проводиться щоденний обхід з перевіркою на можливу загазованість підвалів, технічних підпілля, ізольованих нежитлових приміщень в перших поверхах без підвальних будівель і колодязів підземних комунікацій, розташованих у радіусі 15 м від діючих газопроводів.

Здійснюється контроль за роботою ГНС з метою недопущення реалізації зрідженого газу споживачам, ступінь одоризації якого не відповідає вимогам діючих ДСТУ.

Для запобігання виникнення великих температурних напружень в зимовий час не залишають не утепленими розкриваються при виробництві земляних робіт розкриті ділянки газопроводів. Труби при розтині підвішують або роблять під них надійні опори. Засипка таких ділянок провадиться чистим піском.

Для забезпечення пропуску більшої кількості газу в зимовий час тиск у газопроводах збільшують, у зв'язку з чим значно підвищуються вимоги до контролю за тиском газу. Тому в зимовий час значно ускладнюються завдання аварійних газових служб. Нерідко на цей період збільшується чисельний склад чергових бригад і поліпшується їх оснащення.

12.2. Підготовка газового господарства до роботи в зимових умовах

Підготовка газового господарства до роботи в зимових умовах є одним з важливих питань забезпечення безаварійної експлуатації систем газопостачання, обладнання, виробничих, складських та службових

будівель, автотранспортних засобів, а також безперебійного та безаварійного газопостачання міст, робітничих селищ та інших населених пунктів.

Для підготовки до роботи взимку на кожному підприємстві газового господарства розробляється і затверджується план організаційно-технічних заходів, в якому намічаються терміни їх повного виконання і виконавці.

Основні заходи з підготовки газових господарств до роботи в зимових умовах наступні:

1. Розробка та узгодження з підприємствами графіків обмеження і відключення або скорочення черговості відпустки мережевого газу у разі обмеження подачі його в осінньо-зимовий період. Розробка та затвердження планів взаємодії зі службами різних відомств (міліцією, швидкою допомогою, пожежною охороною і т. д.) у разі виникнення можливих аварій в системах газопостачання.
2. Фарбування арматури і газопроводів у колодязях, очищення газових колодязів від бруду, води і т. п., перевірка стану запірної арматури та компенсаторів.
3. Посилення контролю і поліпшення організації робіт з підготовки до експлуатації в зимових умовах всіх газових господарств міст та інших населених пунктів незалежно від відомчої приналежності.
4. Затвердження у міськ(рай) виконкомах переліків промислових і сільськогосподарських підприємств, радгоспів, колгоспів, ремонтних і будівельних організацій, які зобов'язані виділяти землерийну техніку, а також механізми з обслуговуючим персоналом для ліквідації можливих аварій на газопроводах і групових резервуарних установках зрідженого газу.
5. Забезпечення протипожежної безпеки у відповідності з діючими Типовими правилами протипожежної безпеки.

Готовність до зими газових господарств, ділянок і відомчих газових служб слід перевіряти комісіями за участю представників місцевих комітетів профспілки, громадських інспекторів газового нагляду і місцевих органів Держміськтехнагляду і далі обговорювати на загальних зборах.

6. Проведення заходів щодо зниження втрат теплоти, електроенергії у виробничих і службових будівлях за рахунок поліпшення якості

- герметизації вікон, дверей, теплоізоляції трубопроводів систем тепlopостачання і економії електроенергії.
7. Закінчення робіт приладовими методами діагностики підземних газопроводів, а також їх опресовка, приведення в порядок коверного господарства. Оновлення настінних вказівників. Перевірка наявності отворів у кришках колодязів підземних комунікацій, що знаходяться в радіусі 15 м від газопроводів.
 8. Приведення у відповідність зі структурою положень про служби і оперативної документації дільниць. Уточнення маршрутних карт, планшетів та нанесення місця відбору проб повітря в підвалах будинків, що знаходяться в радіусі 15 м від діючих газопроводів.
 9. Проведення необхідного ремонту і налагодження діючих установок електрокорозійного захисту.
 10. Перевірка стану та проведення необхідного ремонту насосів для відкачування конденсату.
 11. Поповнення складів пожежних дружин, доукомплектація протипожежними засобами виробничих, складських та адміністративних будівель і споруд. Перевірка спільно з місцевими відділеннями пожежної охорони протипожежного стану всіх групових резервуарних установок, ГРП, пунктів обміну та складів балонів, гаражів та матеріальних складів, газонаповнювальних станцій і пунктів, виробничих і адміністративних будівель.
 12. Перевірка стану систем газопостачання комунально-побутових споживачів. Здійснення контролю за своєчасним поданням актів про перевірку та очищення димоходів та вентиляційних каналів. Перевірка готовності до роботи опалювальних котелень житлових будинків та інших об'єктів з сезонним (зимовим) споживанням газу.
 13. Створення необхідного запасу метанолу (спирту, розчинника) для ліквідації закупорок в газопроводах.
 14. Проведення повторного огляду ємностей групових резервуарних установок.
 15. Проведення ревізії підземного газопроводу, обв'язки резервуарів по рідкій фазі для виявлення можливих деформацій газопроводу, всіх групових установок, що знаходяться на балансі відомств, встановлення додаткових контрольних трубок над зварними стиками обв'язувань

рідкої фази і перевірка існуючих контрольних трубок на прохідність. При експлуатації групових установок були випадки руйнування підземних газопроводів в результаті випучівання підземних резервуарів щодо нерухомого, що знаходиться в шарі мерзлого ґрунту, газопроводу обв'язки рідкої фази. Газ проникав у підвали через нещільні з'єднання фундаментних блоків і панелей і неякісно виконану герметизацію. У зв'язку з цим з метою запобігання аналогічних випадків всім керівникам підприємств і організацій, у віданні яких знаходяться житлові будинки, газопостачальні від групових резервуарних установок скрапленого газу, Держміськтехнагляду запропоновано забезпечити щоденний обхід підвалів житлових будинків і колодязів інженерних комунікацій, що знаходяться на відстані 30 м від підземних газопроводів, для перевірки їх на загазованість та провітрювання в період до 15 травня. Заборонено використання підвальних приміщень житлових та громадських будівель під складські приміщення, проведення газонебезпечних робіт у підвалах житлових і громадських будівель без попереднього дозволу відповідальних за безпечну експлуатацію газового господарства підприємств і організацій. Необхідно вжити заходів до встановлення в підвалах житлових будинків та громадських будівель автоматичних сигналізаторів загазованості.

16. Перевірка якості закладення швів між фундаментами будинків і стіновими панелями підвалів і наявності герметизації вводів інженерних комунікацій в підвали будинків і виконання її там, де вона відсутня.
17. Проведення нарад з відповідальними за газове господарство відомствами з питання забезпечення безпечної експлуатації систем газопостачання.
18. Проведення робіт з ліквідації можливих конденсатоутворень і закупорок на цокольних вводах і фасадних газопроводах скрапленого газу, для чого в місцях виходу газопроводів з землі на фасадних спусках до стояках і в місцях протиуклонів на горизонтальних ділянках приварити штуцера і встановити металеві заглушки.
19. Забезпечення газових служб інструментами, приладами, пристосуваннями, необхідним запасом труб, запірної арматури, фасонними частинами, редукторами, шлангами, спецодягом, засобами індивідуального захисту.

20. Недопущення роздільної роботи судин групових установок в холодну пору року.
21. Проведення необхідного ремонту ГРП, перевірка електроосвітлення, заміна розбитих шибок у вікнах, ремонт даху, підготовка до роботи системи опалення, ревізія обладнання, арматури, перевірка і таврування КВП, настройка ЗЗК (ЗКН, ЗКВ) і регуляторів на зимовий режим роботи.
22. Проведення ремонту систем опалення та вентиляції, виробничих приміщень на газонаповнювальних станціях (ГНС), адміністративних та виробничих будівель всіх призначень і приміщень ГРП.
23. Забезпечення готовності до роботи в зимових умовах транспорту, газозварювальних агрегатів, компресорів та інших механізмів і обладнання.
24. Перевірка працездатності сигналізаторів загазованості приміщень і сигналізаторів вибухонебезпечної концентрації газу типу СВК-ЗМ, що встановлюються на газонаповнювальних станціях та пунктах, газоаналізаторів та засобів індивідуального захисту.
25. Забезпечення виконання планів проміжного технічного обслуговування та річного планового ремонту внутрішньо будинкового газового обладнання (звернути особливу увагу на перевірку тяги в димоходах, справність вентиляції та інструктаж населення).
26. Проведення вимірювань опорів контурів заземлення, споруд ДПС, будівель ГРП, газонаповнювальних пунктах (ГНП), виробничих і складських будівель.
27. Відпрацювання планів і схем систем газопостачання по кожному населеному пункту і визначення місць відключення газу по мікрорайонах міст і селищ у разі аварії.
28. Підготовка необхідного запасу форм експлуатаційної документації, пам'яток, правил та оголошень для населення з питань безпечного користування газом.
29. Завершення робіт з капітального ремонту за системами газопостачання та споруд газового господарства.
30. Консервація резервуарних установок сезонних споживачів. Звільнення ємностей від не випаруваних залишків зрідженого газу.

31. Забезпечення необхідного запасу спецодягу.
32. Створення спеціальних бригад з усунення закупорок на газопроводах, забезпечення їх необхідним обладнанням та навчання виробництва газонебезпечних робіт.
33. Розробка заходів щодо використання зрідженого газу з підвищеним вмістом бутану та підвищення надійності систем газопостачання в умовах низьких температур.
34. Інструктаж з безпечним методам робіт при ліквідації закупорок в газопроводах і за технікою безпеки при використанні технічних спиртів (розчинників) у разі ліквідації кристалогідратних утворень.

12.3. Приклад плану заходів з підготовки газового господарства до роботи в зимових умовах

Таблиця 2.2 - План заходів з підготовки газового господарства до роботи в зимових умовах.

№ з/п	Найменування заходів	Од. виміру	Кількість	Витрати тис. грн.	Строк виконання	Відповідальний виконавець
1	2	3	4	5	6	7
1	Провести технічне обслуговування комбінованих будинкових регуляторів (в умовах майстерень), термін яких досяг 3-х років, згідно з п. 4.4.27 ПБСГУ	194 т			До 1.09.2010р.	Гол. інженери філій
2	Перевірити справність ущільнення вво-дів, укладених у футляри на виході з зем-лі. При необхідності провести їх ремонт		Всі виходи		До 1.09.2010р	Гол. інженери філій
3	Провести позачергові цільові інструктажі з водійським складом по забезпеченню безпеки руху при експлуатації авто-транспорту в зимовий період					Гол. інженери філій
4	Провести ревізію зовнішнього та внутріш-нього освітлення ГРП, заземлюючих при-строїв і привести їх у відповідність до вимог ПУЕ	Всі ГРП			До 1.09.2010р.	Гол. інженери філій
5	Пуск газу в опалювальні котельні і комунально-побутові об'єкти проводити після пред'явлення актів про придатність димо-вих і вентиляційних каналів, наказів про призначення відповідальних за газове господарство, навченого персоналу				Постійно	Гол. інженери філій
6	З метою економії природного газу, призвести пломбування побутових газових плит, які встановлені в літніх кухнях, де відсутні газові лічильники				Протягом 10 днів	Гол. інженери філій

1	2	3	4	5	6	7
7	Переглянути плани взаємодій служб АДС зі службами районів про виділення машин, механізмів та устаткування при ліквідації аварійних ситуацій і аварій. При необхідності відкоригувати				II квартал 2010 року	Гол. інженери філій
8	Провести тренувальні заняття аварійних служб із залученням служб району відповідно до планів ліквідації та локалізації аварійних ситуацій				Серпень-вересень	Гол. інженери філій
9	Відповідно до графіків проводити перевірку, ревізію і ремонт газових мереж, колодязів, що відключають пристроїв, обладнання ГРП, засобів захисту і КВП					Гол. інженери філій
10	Забезпечити автотранспорт ланцюгами проти ковзання і пристроями для полегшення пуску двигуна в зимовий час				До 1.09.2010р.	Начальники філій
11	Забезпечити ділянки та підрозділи стійкої радіозв'язком				Постійно	Начальники філій
12	Забезпечити регулярне очищення від снігу і льоду кришок люків газових колодязів, видалення води з газових колодязів				Постійно	Гол. інженери філій
13	Не допускати відпуск газу споживачам за відсутності договору на постачання і транспортування газу і проплати за спожитий газ				Постійно	Начальники філій
14	В період похолодань встановити жорсткий контроль за виконанням графіків по переведенню підприємств на резервні види палива для забезпечення надійного газопостачання споживачів області				Постійно	Начальники філій, управлінський режим газопостачання
15	Підготувати свої котельні філій, опалювальні системи ГРП до роботи в зимовий період				До 1.09.2010р.	Гол. інженери філій
16	Встановити в своїх котельнях філіалів сигналізатори газу СГБ				До 1.09.2010р.	Гол. інженери філій
17	Перевірити стан стін, що розділяють технологічне і допоміжне приміщення в ГРП. Стіни обштукатурити з двох сторін і виконати ущільнення газопроводів, що проходять через стіну	195 т..	Всі ГРП		До 1.09.2010р.	Гол. інженери філій
18	Провести контроль режимів тиску газу в системах газопостачання населених пунктів області				До 1.09.2010р.	Гол. інженери філій
19	Перевірити наявність укладених договорів на проведення технічного обслуговування газового обладнання житлових будинків і комунально-побутових об'єктів				До 1.09.2010р.	Начальники філій
20	Уточнити схеми діючих газопроводів в / т, с/т, н/т по всім ГРО області. Провести коригування маршрутних карт				До 1.09.2010р.	Гол. інженери філій
21	Організувати виступ по радіо і в пресі про необхідність перевірки стану вентиляційних каналів і оголовків димоходів до початку опалювального сезону				До 25.09.2010р	Гол. інженери філій
22	Вимагати від власників будівель і споруд проведення контролю за станом герметикації інженерних комунікацій зі складанням актів				До 25.09.2010р	Гол. інженери філій

22	Вимагати від власників будівель і споруд проведення контролю за станом герметизації інженерних комунікацій зі складанням актів				До 25.09.2010р	Гол. інженери філій
23	У ГРП оновити технологічні схеми, попереджувальні написи, інструкції з експлуатації, пожежної безпеки та охорони праці. Оновити карти режимів тиску газу і протипожежний інвентар, призвести очищення та перевірку димоходів з оформленням актів				До 25.09.2010р	Гол. інженери філій
24	За всім котельним філій забезпечити теплоізоляцію трубопроводів	Всі філії			До 15.08.2010г	Гол. інженери філій, гол. енергетик ОАО
25	Забезпечити електроосвітленням всі ГРП	Всі філії			До 15.09.2010г	Гол. інженери філій, гол. енергетик ОАО

Контрольні питання

1. Перерахуйте заходи при підготовці до експлуатації систем газопостачання в зимовий період.
2. Які основні особливості необхідно враховувати при експлуатації підземних газопроводів в зимовий період?
3. Назвіть заходи, які необхідно проводити з метою попередження можливих аварій і нещасних випадків при експлуатації ГГ.
4. Назвіть заходи щодо підготовки газових господарств в зимових умовах.
5. Які питання слід враховувати при складанні плану заходів з підготовки газового обладнання до експлуатації в зимовий період на календарний рік.

ТЕМА 13. ТЕХНІЧНЕ ОБСТЕЖЕННЯ ГАЗОПРОВОДІВ

13.1. Підготовчі роботи та методи технічного обстеження газопроводів

Технічне обстеження газопроводів (ТО) здійснює спеціалізований підрозділ підприємства з газопостачання та газифікації або іншою спеціалізованою організацією, яка має ліцензію на виконання робіт по проектуванню, будівництву й експлуатації систем газопостачання.

Спеціалізований підрозділ газового підприємства назовемо його “відділ паспортизації газопроводів” забезпечує виконання усіх видів робіт з ТО і паспортизації (діагностики і оцінки) газопроводів за винятком робіт з перевірки якості зварювальних стиків які виконує лабораторія зварювання. Структура спеціалізованого підрозділу (відділу паспортизації) приведена на рис. 2.1.

Перед початком робіт опрацьовується програма (план) ТО газопроводів, яка розробляється з урахуванням *періодичності* (не менш ніж 1 раз на 3 роки) і *черговості* проведення обстежень. Ділянки обстежуваних газопроводів підбираються по їхній балансовій приналежності за єдиною виконавчою документацією.

Позачергові обстеження здійснюються в наступних випадках:

- при виявленні ознак аварійного стану окремих газопроводів і споруд на них;
- після виникнення надзвичайних ситуацій (стихійного лиха, аварії тощо);
- при плануванні реконструкції системи газопостачання;
- при надходженні відповідних постанов або розпоряджень директивних органів.

Черговість проведення ТО газопроводів встановлюється в залежності від терміну експлуатації газопроводів, певних умов їх укладання (складу ґрунту, рівня ґрунтових вод), технічного стану, тиску газу та наявності і ефективності роботи засобів ЕХЗ тощо.

В першу чергу проводиться обстеження і оцінка технічного стану аварійних газових мереж, включених у план капітального ремонту та амортизаційний строк яких закінчився . Крім цього визначається черговість при наявності таких факторів:

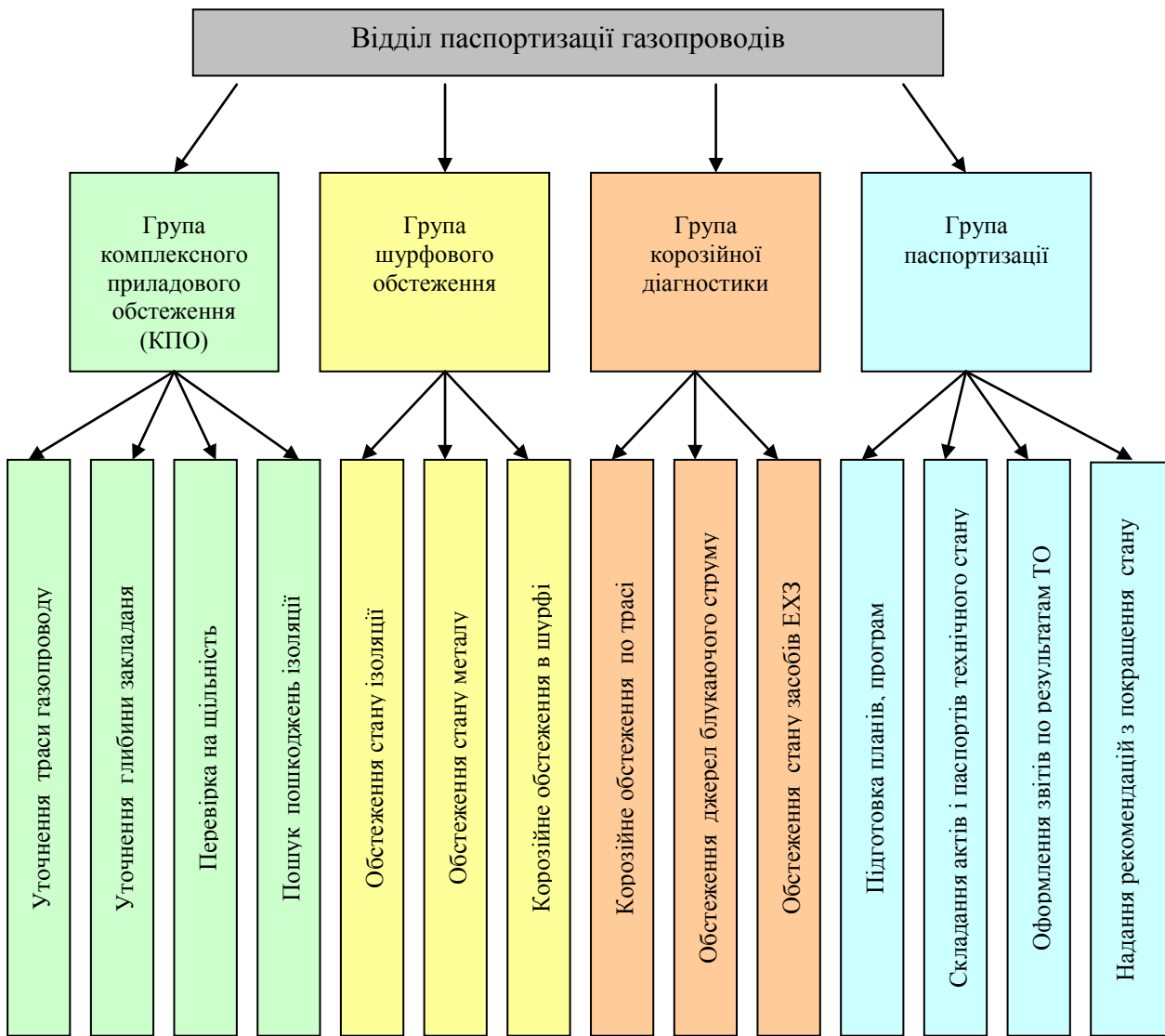


Рис.2.1 - Структура відділу паспортизації

- випадків витоків газу;
- розривів зварювальних з'єднань;
- наявності наскрізних корозійних ушкоджень;
- тривалої перерви в роботі засобів ЕХЗ;
- наявності анодних і знакоперемінних зон на газопроводах або при наявності потенціалів, що не відповідають нормативним показникам щодо захисту газопроводів;
- відхилення від змін в діючих нормах і правилах, які виникли за період експлуатації;
- допущених помилок при будівництві (порушені відстані від будинків і споруд, невідповідність типу ізоляційного покриття);
- відсутності виконавчо-технічної документації та інших.

Наявність та кількість виконавчо-технічної документації перевіряється перед початком робіт по технічному обстеженню. Комплект технічної документації включає:

1) експлуатаційний паспорт газопроводу з записами про раніше проведені обстеження виконаних ремонтних робіт за період експлуатації і реконструкції, акти КПО, акти шурфових обстежень, акти корозійного стану і стану засобів ЕХЗ;

2) будівельний паспорт, акт про закінчення будівництва на об'єктах системи газопостачання, протоколи перевірки радіографічним методом зварювальних стиків сталевих газопроводів, протоколи механічних іспитів зварювальних стиків сталевих і поліетиленових (ПЕ) газопроводів, протоколи перевірки сталевих зварювальних стиків ультразвуковим методом, зварювальна схема;

3) сертифікати, паспорти та інші документи заводів-виготовлювачів на труби, з'єднувальні деталі, зварювальні і ізоляційні матеріали;

4) технічні паспорти заводів-виготовлювачів на обладнання, вузли, з'єднувальні деталі, ізоляційні покриття, ізолюючі фланці, арматуру;

5) акт приймання в експлуатацію установок ЕХЗ для підземних газопроводів і резервуарів зрідженого газу;

6) проект газопостачання і проект ЕХЗ для підземних газопроводів і резервуарів зрідженого газу;

7) виконавча геодезична зйомка на побудований газопровід.

Після перевірки необхідної документації складається схема обстежуваного газопроводу який підлягає обстеженню з відображенням (позначенням) початку і кінця траси, регуляторів тиску, контрольних трубок, ізолюючих фланцевих з'єднань та споруд на газопроводі: ГРП, ШРП, газових колодязів, контрольно-вимірювальних пунктів (КВП), засобів ЕХЗ і інших. По ходу обстеження на схему наносяться виявлені недоліки: місця витоків газу й ушкоджень ізоляції, результати вимірювання потенціалів і місця шурфових оглядів.

Враховуючі зведені дані отримані при перевірці виконавчо-технічної документації, складається план проведення обстеження в певній послідовності з указанням терміну його виконання.

Послідовність обстеження.

1. КПО газопроводів.

2. Обстеження газопроводу в шурфах приладовим методом.
3. Корозійне обстеження газопроводу по трасі.
4. Перевірка якості зварювальних стиків (при необхідності).

Технічний огляд газопроводів розпочинають комплексним приладовим обстеженням. При КПО підземних газопроводів з'ясовується:

- траса газопроводу і відповідність її прив'язок;
- глибина закладення газопроводу;
- герметичність газопроводу;
- наявність ушкоджень ізоляційних покриттів.

Результати КПО, з указанням місць прив'язками витоків газу і ушкоджень ізоляції, заносяться в «Робочий лист КПО підземних газопроводів».

13.1.1. Перевірка стану газопроводу шурфовим методом

Обстеження ізоляційного покриття.

Після проведення КПО газопроводів у місцях, де виявлені витoki газу або можливі місця ушкодження ізоляції, виконується розкриття котлованів (шурфів) розміром 1×1 м. через кожні 200м. (проміжок може мінятися в залежності від розмірів ушкодження). Якщо після проведення комплексного приборового обстеження не виявлені витoki газу і місця ушкодження ізоляції розкривають 1 контрольний шурф довжиною 1,5-2 м на кожні 500 м газопроводу що обстежується або ділянки газопроводу однієї балансової приналежності довжина якої не менше 500 м.

Перед початком з'дійснення вимірювань поверхня труби в шурфі очищається від землі і піску по всьому периметрі труби.

У шурфі перевіряють:

- стан ізоляційного покриття газопроводу;
- стан поверхні металу труби;
- корозійний стан;
- якість зварювальних стиків.

Перевірка стану ізоляційного покриття здійснюється за 3-мя показниками: товщини покриття, адгезії (прилипання ізоляції до труби), суцільності (безперервності ізоляції). В окремих випадках вимірюється перехідний опір ізоляції (4-й показник).

13.1.2. Послідовність перевірки ізоляційного покриття

1. Візуально визначають:
 - а). матеріал ізоляційного покриття (бітум, поліетилен та ін.).
 - б). стан зовнішньої поверхні ізоляції (гладка; зморшкувата; горбиста; обпливля; яка має продавленість зверху, знизу, з боків і т.п.)
 - в). наявність наскрізних ушкоджень ізоляційних покриттів (тріщин, порожнеч, проколів, порізів, пропусків ізоляції і т. п.).
2. Руками (методом прощупування) і простукуванням дерев'яною рукояткою ізоляційного покриття по периметру і довжині труби в шурфі визначають суцільність ізоляції та наявність сторонніх вкраплень. Наприклад: коренів дерев, осколків цеглин, будівельного або побутового сміття тощо. Суцільність ізоляції перевіряють також за допомогою імпульсних електропошукових дефектоскопів типу “ДИ-74”, “ДКИ-1”, “ПУЛЬСАР-2И”, “КРОНА”. З імпульсного трансформатора на електрод-шукач подається висока напруга, необхідна для пробою іскрового проміжку. Якщо ізоляція без дефектів, то між електродами спеціального індикатора виникає періодичний розряд. При наявності ушкоджень ізоляції (навіть мікротріщин) між електродом-шукачем і трубою виникає розряд, при цьому розряд між електродами індикатора припиняється.
3. Приладовим методом за допомогою електромагнітних товщиномірів з діелектричним покриттям та на електропровідних феромагнітних матеріалах визначають товщину ізоляції в 4-х точках по периметру труби. Використовуються, як правило, прилади типу «ВТ-12», «ВТ-12П», «Константа К5», «ВТА-20», «УКТ-2». Прилади реєструють напругу з виміральної обмотки перетворювача, яка виникає через зміну магнітного опору в ланцюзі “перетворювач - поверхня феромагнітної основи”, а цифрова шкала показує товщину ізоляційного покриття в міліметрах.
4. Приладовим методом за допомогою адгезиметрів перевіряється ступінь адгезії. Для визначення адгезії бітумної ізоляції застосовується адгезиметр типу “СМ-1”, “АД-1”. Для плівкових полімерних матеріалів – адгезиметр типу «АР-2м». Прилад за допомогою пружинного індикатора вимірює зусилля відриву підтягнутого зразка ізоляції площею 1 см² або зусилля відшаровування 1 см ширини смуги, необхідного для відриву покриття. Опір відриву повинен бути не менше 50 Н/м² при температурі повітря +25⁰С.

Допускається визначення адгезії бітумної ізоляції методом вирізання трикутника (рис. 2.2) під кутом 45° у двох напрямках. У місці надрізу ізоляцію піднімають ножом, щоб відокремити від труби. Адгезія вважається задовільною, якщо вирізаний трикутник не відділяється, а при відриві на металевій поверхні труби залишаються сліди ізоляції.



Рис. 2.2 - Перевірка ізоляції методом трикутника

5. Зразок ізоляції обстежують на наявність крихкості, тріщинуватості, розшарування і обсипання при ударі. Міцність покриття (витримування удару) визначають за допомогою вільно падаючого вантажу масою яка залежить від передбачуваної ударної міцності покриття. Якщо після випробування у місцях ударів не з'явилися пори і тріщини, які можна виявити електроіскровим дефектоскопом, то рахують що покриття витримало навантаження на удар .
6. По розшаруванню зразка який обстежується та його товщині визначають тип ізоляції (нормальна, посилена, дуже посилена).
7. перехідний опір ізоляційного покриття на діючих газопроводах у шурфах вимірюється за методом «мокрого контакту» («мокрого рушника»).
Принцип методу “ мокрого контакту”: на очищену поверхню труби шириною 0,5 м по її периметру накладають тканевий рушник змочений у 3%-ному розчині NaCl, а зверху накладають металевий електрод-

бандаж шириною 0,3 м. За допомогою джерела струму подається робоча напруга між трубопроводом та бандажем і фіксується сила витоку струму. Перехідний опір у місці вимірювання розраховується для одиниці площі поверхні газопроводу за законом Ома.

Після закінчення робіт з перевірки корозійного стану, стану ізоляції і металу труби в шурфі ушкоджена при обстеженні ділянка ізоляції повинна бути відновлена за відповідною технологією ремонту ізоляції.

13.2. Обстеження стану металу газопроводів

Стан металу трубопроводу перевіряється в шурфі на зачищеній ділянці ~ 0,5 м по периметру візуально огляд по периметру, нижня частина труби оглядається за допомогою дзеркала.

При наявності корозійних ушкоджень визначають ступінь корозії металу в залежності від кількості каверн на одиницю поверхні та їх глибини. Глибина каверн вимірюється штангенциркулем або мікрометричним глибиноміром. Товщина стінки труби визначається з однієї сторони за допомогою ультразвукового товщиноміра типу УТ-93П, УТ-300, ФОНОН-5, ТУЗ-1, БУЛАТ, Т-МІКЕ і ін.

13.2.1. Визначення корозійного стану газопроводу

Корозійний стан газопроводу можна визначити по агресивності ґрунту, в якому прокладений газопровід, та результатами небезпечної дії блукаючих струмів.

Корозійна агресивність ґрунту по відношенню до сталевих підземних газопроводів визначається за двома показниками:

1. питомому електричному опору ґрунту;
2. середньою щільністю катодного струму при зсуві потенціалу на 100 мВ в негативну сторону відносно потенціалу корозії. Показники корозійної агресивності ґрунту відповідно до сталі приведені в таблиці 2.3.

Питомий електричний опір ґрунту визначають в польових або лабораторних умовах. В польових умовах опір ґрунту з'ясовують без посередньо на місці по трасі газопроводу що обстежується приладами типу М-416, МС-08, TELLUROHM по 4-х електродній схемі без відбору проб ґрунту. На 2-а електрода подається живлення від зовнішнього джерела

струму, а між іншими двома електродами приймачами вимірюють спадання напруги. Прилад показує величину опору ґрунту в Ом. Питомий опір розраховується по формулі:

$$\rho = 2\pi R\alpha, \quad (2.6)$$

де R – виміряний приладом опір, Ом;

α - відстань між електродами, рівна глибині закладання газопроводу, м.

Таблиця 2.3 - Корозійна агресивність ґрунту стосовно сталі.

Корозійна агресивність ґрунту стосовно сталі	Питомий електричний опір ґрунту, Ом·м	Середня щільність катодного струму, А/м ²
Низька	більш 50	до 0,05
Середня	від 20 до 50	від 0,05 до 0,2
Висока	до 20	більш 0,2

Для визначення питомого опору ґрунту в лабораторних умовах в шурфах (на трасі) проводять відбір проб ґрунту із шарів, розташованих на глибині прокладки газопроводу з інтервалом 50 –200 м на відстані 0,5-0,7 м від бічної стінки труби. В лабораторії збирається 4-х електродна схема, ідентична схемі для польових умов. За результатами вимірювань виконується розрахунок по формулі (2.6).

Наявність блукаючих струмів перевіряється шляхом вимірювання різниці потенціалів «трубопровід-земля» при включеній і відключеній захисної установки, у зоні дії якої знаходиться обстежуваний газопровід. За показниками приладу роблять висновок про наявність або відсутності блукаючих струмів, а також визначають ступінь небезпеки блукаючих струмів.

Вимірювання виконуються реєструючим або показуючим вольтметром із внутрішнім опором не менш 20 кОм на 1 В шкали. Для цієї мети використовуються стрілочний ампервольтметр М-231 (рис. 2.3а), цифрові вимірювачі різниці потенціалів “ИРПЦ-100 і ИРПЦ-100М”, цифрові мультиметри типу FLUKE (рис. 2.3б), електронні самописи з програмним забезпеченням, а також реєструючий мультиметр типу RAMLOG і вимірювальник різниці потенціалів ПРИМА-40.

Якщо газопровід знаходиться в зоні небезпечного впливу блукаючих струмів то рекомендується вимірювання проводити реєструючим приладом. Як допоміжний електрод для вимірювання різниці потенціалів

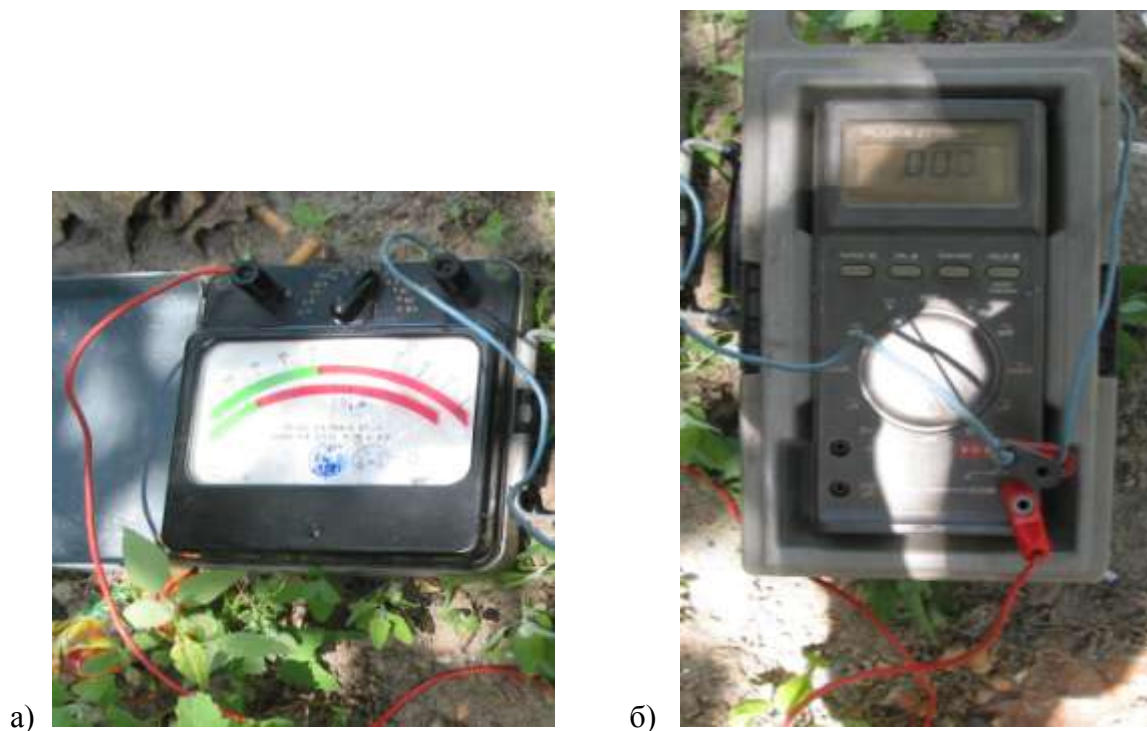


Рис. 2.3: а – ампервольтметр М- 231; б- мультиметр FLUKE

«трубопровід-земля» використовується неполяризуєчий мідносульфатний насичений електрод – $\text{Cu}|\text{CuSO}_4$. В зимовий час також використовують електрод, але виконаний для роботи в зимовий час (до мінус 30°C) з додаванням етиленглюколя. Сталевим електродом порівняння користуватися не рекомендується із-за здатності металу поляризуватися в зовнішньому полі це приводить до значним викривленням вимірювань.

13.2.2. Оформлення результатів обстеження газопроводу

За результатами обстеження складається «Акт шурфового обстеження підземних газопроводів».

Шурф із прив'язками відображається (наноситься) на схемі газопроводу.

13.3. Корозійне обстеження газопроводів

Корозійне обстеження трубопроводів проводять з метою визначення ступеня корозійної небезпеки.

Завдяки корозійному обстеженню виявляють ділянки газопроводів які:
 - знаходяться в ґрунтах низької, середньої і високої корозійної агресивності;

- мають анодні і знаковмінні зони та небезпечний вплив блукаючих струмів;
- знаходяться в зоні впливу електрозахисних пристроїв (ЕЗП), установлених на суміжних підземних комунікаціях;
- мають захисний потенціал від джерел блукаючих струмів;
- мають захисний потенціал і знаходяться в зоні дії ЕЗП, установлених на газопроводі.

Наявність блукаючих струмів визначають спостерігаючи за зміною потенціалів на газопроводах по його величині (цифрі) та знаку (+, -), або тільки по величині. Дія блукаючих струмів визнається небезпечним, коли на приладі з'являється найбільший розмах коливань потенціалу, який вимірюється відносно мідносульфатного електрода і порівняння результатів перевищує 0,04 В. А також при наявності протягом вимірювань миттєвого позитивного зсуву потенціалу незалежно від корозійної агресивності ґрунтів.

13.3.1. Визначення рівня захисту газопроводу

По трасі газопроводу що обстежується виконують вимірювання різниці потенціалів «трубопровід-земля» у КВПах або на стояках дворових введів. Технологія вимірювання така ж, як і при шурфовому методі.

Крім цього виконується перевірка роботи ізолюючих фланцевих з'єднань (ІФЗ) у місцях виходу газопроводу із землі. З даною метою здійснюють синхронні вимірювання потенціалів на газопроводі до і після ІФЗ, а також вимірюється спадання напруги на ІФЗ.

Якщо потенціал до і після ІФЗ синхронно змінюється, то ІФЗ не працює. Якщо спадання напруги більше 5 мВ, ІФЗ працює ефективно.

Вимірювання потенціалів по трасі здійснюється на наступних об'єктах:

- в містах у зонах впливу, від електрифікованого рейкового транспорту, блукаючого струму – через кожні 100 м (10 вимірювань на 1 км траси);
- у містах, де електрифікований рейковий транспорт відсутній, виконується 7 вимірювань на 1 км траси;
- у населених пунктах сільської місцевості – 5 вимірювань на 1 км траси;

- на трасах за межами населених пунктів – 2 вимірювання на 1 км.

За результатами вимірювань будується діаграма зсуву потенціалів і виконується розрахунок анодних, знакоперемінних та катодних зон за певною довжиною, а також у процентному відношенні до загальної довжини обстежуваної траси газопроводу.

Зсув потенціалів розраховується за формулами:

$$\Delta E_{\min} = E_{\min} - E_c \quad (2.7)$$

$$\Delta E_{\max} = E_{\max} - E_c \quad (2.8)$$

де E_{\min} - найменше значення вимірюного потенціалу газопроводу;

E_{\max} - найбільше значення вимірюного потенціалу газопроводу;

E_c - стаціонарний потенціал газопроводу (якщо відсутня можливість визначення стаціонарного потенціалу, то приймається значення $E_c = -0,7$ В по мідносульфатному електроду порівняння).

Діаграма зсуву потенціалу будується у такій послідовності:

1. траса обстежуваного газопроводу на схемі приймається за вісь абсцис, на яку наносяться точки вимірювань;
2. на вісі ординат відкладають в прийнятому масштабі позитивні і негативні значення зсувів потенціалів;
3. потім усі точки найменших і окремо найбільших зсувів з'єднуються лініями;
4. простір між віссю абсцис і лінією негативних значень фарбується в синій колір, а між віссю абсцис і лінією позитивних значень – у червоний колір (рис. 2.4).

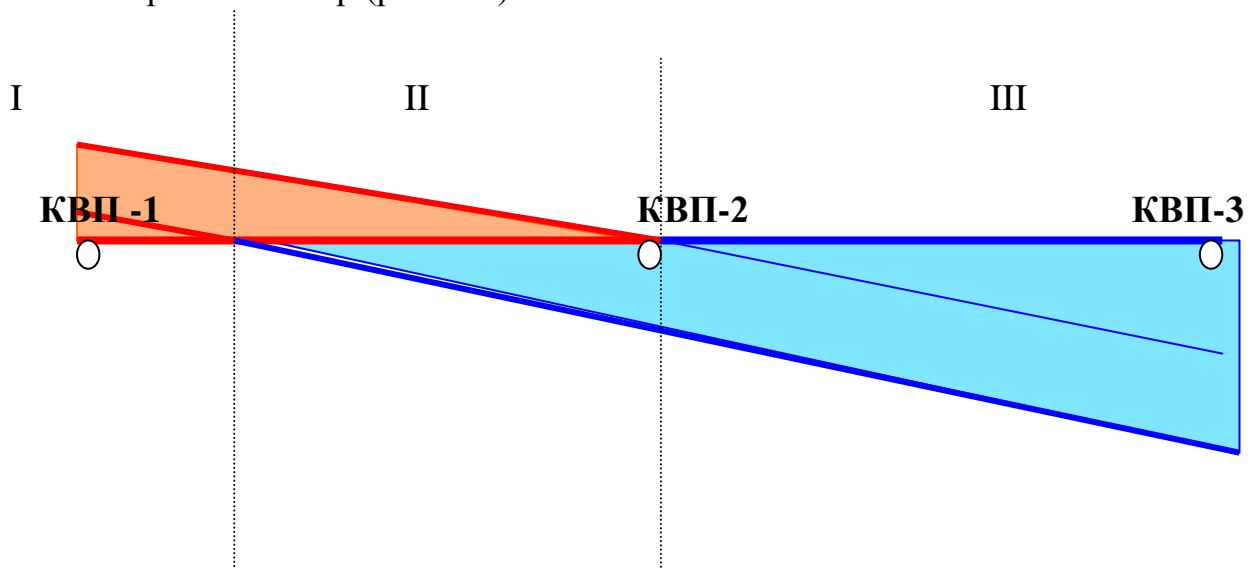


Рис. 2.4 - Діаграма зсуву потенціалів на ділянці газопроводу.

I – анодна зона; II – знакоперемінна зона; III – катодна зона (зона захисту)

З'ясування анодних, знакоперемінних і катодних зон здійснюється за допомогою співвідношення довжини анодної, знакоперемінної і катодної зон відповідно до загальної довжини газопроводу що обстежується в процентному відношенні.

Рівень захисту газопроводу визначається в процентах як відношення довжини катодної зони газопроводу до загальної довжини газопроводу що обстежується.

За результатами вимірювань і побудованих діаграм роблять висновок про ефективність роботи діючих засобів захисту і даються рекомендації про необхідність виконання додаткових заходів щодо захисту.

13.3.2. Визначення шкідливої дії джерел блукаючих струмів на газопроводи

Для виявлення умов поширення блукаючих струмів і ступеня їхнього впливу на газопроводи виконуються вимірювання різниці потенціалів «рейка-земля». Принцип вимірювання такий, як і для вимірювання різниці потенціалів «трубопровід-земля», але в даному випадку в якості допоміжного електроду використовується сталевий електрод порівняння який віддаляється на відстань 20 м від рейкової мережі.

Підприємства-власника електрифікованого рейкового транспорту подають відомості до газового господарства про різницю потенціалів на «відсмоктуючих пунктах-земля» і відсмоктуючими пунктами тягових підстанцій. Отримані результати вимірювань порівнюються з нормативними значеннями.

13.3.3. Оформлення результатів корозійного обстеження

На схему газопроводу наносяться точки вимірювання потенціалів (КВП, вводи) і проставляються одержані значення потенціалів. Також на схему наносяться найближчі електрозахисні установки (ЕЗУ), розташовані на газопроводі або поблизу (у зоні дії яких знаходиться газопровід що обстежується).

На схемі вказується наявність і відсутність ІФЗ на виходах газопроводів із землі, а при їх наявності - також їхній стан (робочий, або неробочий).

Якщо обстежувана траса перетинає або проходить поруч з залізничною або мережею електрифікованого рейкового транспорту – то джерела

блукуючих струмів (рейкова мережа, тягові підстанції і відсмоктуючі пункти) наносяться на схему і проставляються потенціали рейкової мережі.

Ділянки обстежуваної траси фарбують на схемі в колір, який відповідає рівню захисту (для катодних зон - синій) або корозійному руйнуванню (для анодних зон – червоний, для знакоперемінних – червоний і синій).

При наявності на газопроводах корозійно-шкідливих зон необхідно проаналізувати роботу найближчої ЕЗУ, її зони захисту, режими роботи, ступінь зносу анодного заземлення. Уточнити і ліквідувати місця ушкоджень ізоляції трубопроводу, визначити шкідливий вплив джерел блукуючих струмів. Особливу увагу приділяють наявності і працездатності ІФЗ і ізолюючих прокладок на тих газопроводах, що мають безпосередній контакт із заземленим устаткуванням та іншими спорудами (ГРП, ШРП, котельні, житлові і суспільні будинки, мости, опори та інші конструкції). Втрати захисного струму при відсутності ІФЗ і ізолюючих прокладок можуть досягати значень до 15 А.

Результати вимірювань потенціалів заносяться в «Відомість».

13.4. Перевірка якості зварювальних стиків

Перевірка якості зварювальних стиків здійснюється в наступних випадках:

- якщо в процесі експлуатації спостерігалось розкриття або розрив зварювальних стиків;
- якщо при останній перевірці на герметичність було встановлено, що місце витоку газу знаходиться на зварювальному стику.

Послідовність перевірки якості зварювальних стиків:

1) По обидві сторони від кожного дефектного зварювального стику перевіряється по одному прилягаючому стику гама- або рентгенографіюванням.

2) Якщо при просвічуванні цих стиків буде виявлений хоча б один неякісний стик, необхідно додатково провести перевірку гама- або рентгенографіюванням не менш 5 % зварювальних стиків газопроводу які перевіряються. Крім того, усі стики цього газопроводу додатково перевіряють на герметичність шляхом пробурювання свердловин над кожним стиком глибиною не менш 0,7 глибини закладення газопроводу з переві-

кою загазованості високочутливими газоіндикаторами чутливістю 0,001 %. При виявленні загазованості в свердловині ці стики бути перевіряють гама- або рентгенографіюванням.

Якщо в процесі експлуатації на даному газопроводі не було розривів і витоків газу то зварювальні стики рахуються якісними, і перевірка їхнього стану не здійснюється.

Результати рентгенографії заносяться в «Протокол перевірки зварювальних стиків газопроводу радіографічним методом».

13.5. Мета діагностики технічного стану (паспортизації) газопроводів

Метою паспортизації газопроводів є створення єдиної системи обліку і моніторингового контролю за станом газопроводів. Моніторинг – це спостереження за станом газових мереж та їхніх споруд а також технологічних систем. Мета моніторингу – здійснення діагностики з подальшим прогнозом щодо експлуатації газопроводів. Його можна проводити на глобальному регіональному і локальному рівні. Глобальний рівень охоплює усю країну; регіональний – окремий регіон; локальний – окремі ділянки мережі в місті або населеному пункті.

Таблиця 2.4 - Перелік використовуваної при обстеженні газопроводів вимірювальної апаратури.

1 2 3	універсальна апаратура типу АНПІ, К-40, ФЕРРОФОН, Спрут-5, АППК-2000;
4	високочутливі газоіндикатори типу ВГІ-2; Тестер-СН ₄ , Універсал, ЕХ-ТЕС, Варіотек;
5	товщиноміри ізоляційних покриттів типу ВТ-12, ВТ-12П, КОНСТАНТА К5, ВТА-20; УКТ-2; адгезіметри типу СМ-1, АД-1, АР-2м; іскрові дефектоскопи типу ДІ-74, ДКІ-1, ПУЛЬСАР-2І, КРОНА;
6	ультразвукові товщиноміри металу типу УТ-93П, УТ-УТ-300, ФОНОН-5, ТУЗ-1, БУЛАТ, Т-МІКЕ;
8	рентгенівський апарат типу МІРА-2Д, АРІНА;
7 9 10	ампервольтметр типу М 231, цифрові вимірники різниці потенціалів ВРПЦ-100 і ВРПЦ-100м, мультиметр типу FLUKE, електронні самописи з програмним забезпеченням: мультиметр типу RAMLOG і вимірник різниці потенціалів ПРИМА-40; вимірник опору М 416, МС-08, TELLURONM; лабораторна установка для виміру опору ґрунту.

Моніторинговий контроль дозволяє оперативно виявити характерні зміни і ушкодження на газових мережах, прослідкувати інтенсивність руйнуючих процесів, виявити реальний стан газопроводів та їхніх споруд.

Моніторинг здійснюється за певною системою (рис.2.5).

Така система дозволить вчасно виявляти передаварійні ситуації, припинити експлуатацію аварійно-небезпечних газопроводів, планувати виконання капітальних ремонтів мереж і споруд на них за певною черговістю.

В таблиці 2.4 відображене умовне позначення і перелік вимірювальної апаратури, яку застосовують при обстеженні газопроводу.

По блок-схемі, яка представлена на рис. 2.6 прослідковується система і послідовність дій, що виконуються при обстеженні та оцінюванні технічного стану газопроводу.

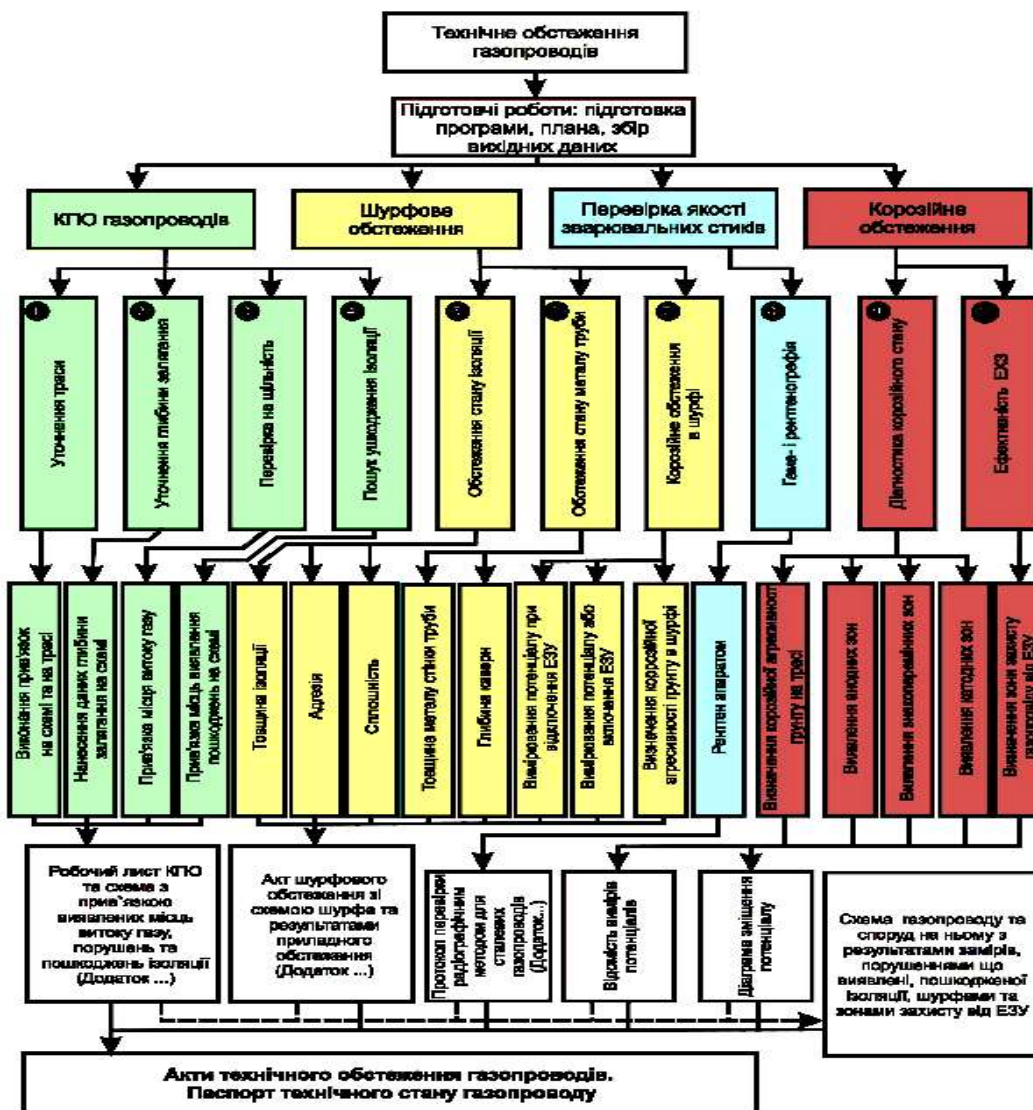


Рис.2.5 - Блок-схема моніторингу ТС газопроводу

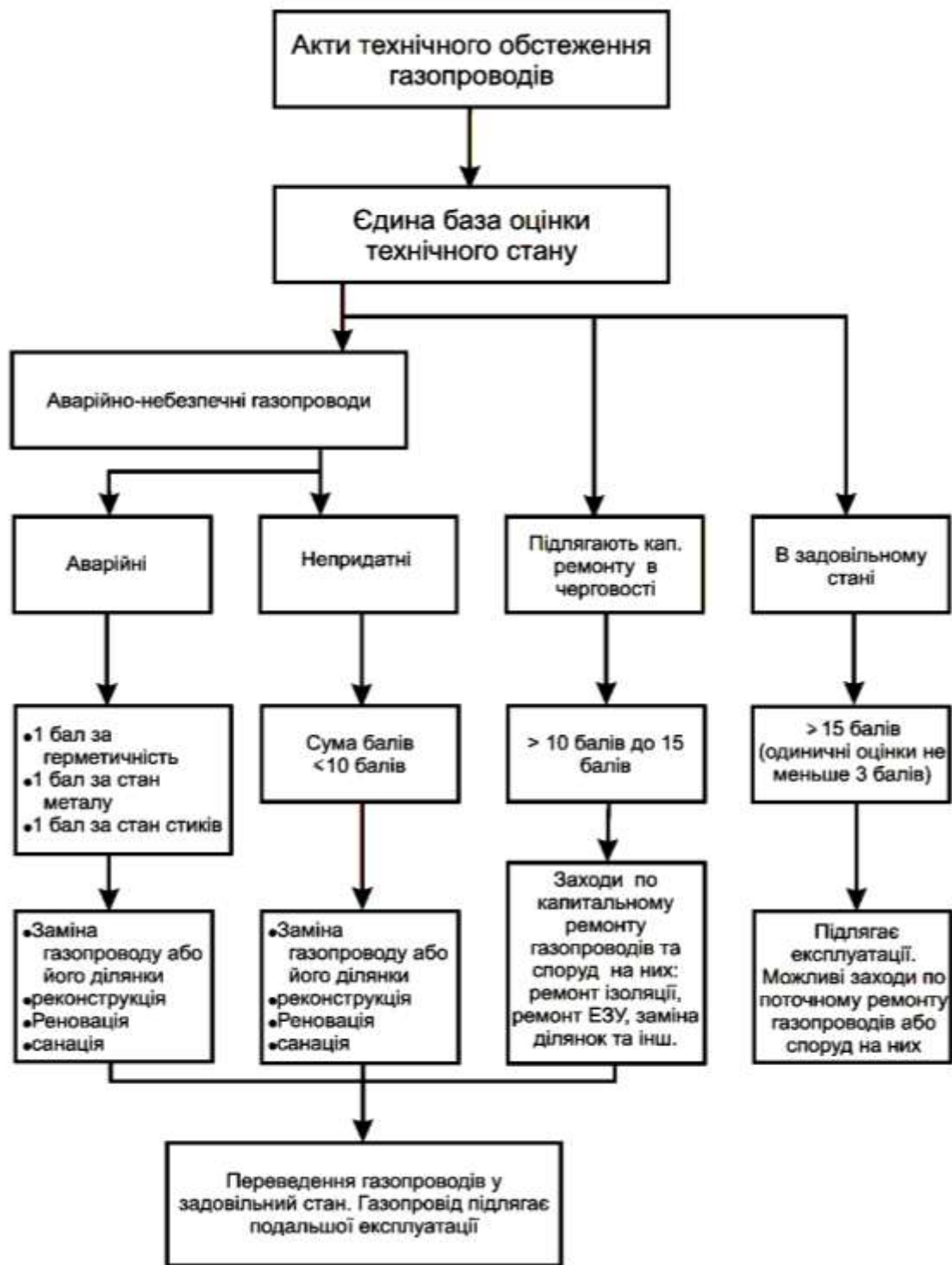


Рис. 2.6 - Блок-схема діагностики технічного стану газопроводу

13.6. Особливості обстеження і діагностики газопроводів-вводів

Організація проведення технічного обстеження газопроводів-вводів не відображена в нормативних документах. Вона багато в чому аналогічна організації проведення ТО розподільних підземних і надземних газопроводів з тією різницею, що в структурі газопроводу-вводу є частина

газопроводу на межі розподілу двох середовищ – «земля-повітря», що має свою специфіку обстеження.

Газопровід, що знаходиться між двома середовищами, піддається різним впливам: перепадам температури, тиску, вологості; розходженням у механічній напрузі; різним хімічним складом навколишнього середовища та іншим хімічним і фізичним факторам. У даному разі корозійні процеси проходять більш інтенсивно, тому ділянка газопроводу-вводу на межі розподілу двох середовищ найбільше піддається руйнуванню і, як правило, має найгірший технічний стан. Враховуючи ці обставини, газопровід умовно поділяють на три частини, причому обстеження і оцінка технічного стану здійснюються для кожної частини окремо, а загальний стан газопроводу-вводу оцінюється за найгіршим з трьох показників.

Структура газопроводу – вводу (тема 14, рис.2.7) складається з таких частин:

- перша підземна частина від місця приєднання до розподільного газопроводу і крайнього зварювального стику перед поворотом на вихід на поверхню;
- друга підземна частина від крайнього зварювального стику перед поворотом газопроводу на вихід на поверхню до рівня землі і надземна частина до відмітки 0,5 м над рівнем землі - на межі розподілу двох середовищ;
- третя надземна частина вище відмітки 0,5 м над рівнем землі до пристрою, що відключає, і ізолюючого з'єднання.

Відстань від крайнього зварювального стику перед поворотом на вихід газопроводу на поверхню до фундаменту будинків і споруд має бути:

- не менше 2,0 м для газопроводів низького тиску (до 0,005 МПа);
- не менше 4,0 м для газопроводів середнього тиску (від 0,005 до 0,3 МПа включно);
- не менше 7,0 м для газопроводів високого тиску (від 0,3 до 0,6 МПа включно);
- не менше 10,0 м для газопроводів високого тиску (від 0,6 до 1,2 МПа включно).

Контрольні питання

1. Назвіть показники оцінювання газопроводів (методи оцінки технічного стану газопроводу).
2. В яких випадках здійснюється позачергове обстеження всіх або окремих газопроводів?
3. Назвіть послідовність обстеження газопроводів та періодичність ТО.
4. Перерахуйте необхідну технічну документацію, яка використовується при обстеженні газопроводів.
5. Назвіть послідовність перевірки ізоляційного покриття.
6. Як визначається корозійний стан газопроводу?
7. Як визначається рівень захисту газопроводу?
8. Назвіть порядок проведення корозійного обстеження газопроводів.
9. Як організують визначення рівня захисту від корозії?
10. Що таке діаграма зсуву потенціалів на газопроводі?
11. Як визначається якість зварювальних стиків?
12. Як здійснюють моніторинг технічного стану газопроводу?
13. Назвіть особливості обстеження та діагностики газопроводів-вводів.
14. Опишіть структуру газопроводу-вводу при обстеженні.

ТЕМА 14. ОЦІНКА ТЕХНІЧНОГО СТАНУ ГАЗОПРОВОДІВ ТА СПОРУД НА НИХ

14.1. Критерії оцінювання герметичності газопроводів

При визначенні стану герметичності газопроводів враховуються витоки газу, пов'язані з корозійними uszkodженнями металу і з розкриттям або розривом зварювальних стиків, які виявлені в період експлуатації і при проведенні заключного обстеження.

В даному випадку не враховуються витоки газу, викликані механічними uszkodженнями газопроводу під час будівельних або ремонтних робіт, проведених поблизу газопроводу. Та витоки, котрі мають епізодичний характер і не пов'язані з загальним погіршенням технічного стану газопроводу і витокami газу, що відбулися за час експлуатації через нещільність або uszkodження в арматурі, компенсаторах, вузлах і деталях конденсатозбірників та на інших спорудах на газопроводах, а також після виникнення надзвичайних ситуацій (стихійного лиха, зрушення ґрунтів, аварії тощо).

Оцінка герметичності здійснюється на кожному кілометрі газопроводу що обстежується. В таблиці 2.5 приведені критерії оцінювання герметичності газопроводу.

Таблиця 2.5 - Критерії оцінювання газопроводу.

Випадки витоків газу, пов'язані з корозійним uszkodженням або з uszkodженням зварювальних стиків, які з'являлись з початку експлуатації на кожному 1км обстежуваного газопроводу (з урахуванням виявлених під час обстеження) в штуках.	Оцінка герметичності в балах
Більше 2	1
Від 1 до 2	2
1	3
0	4

Стан герметичності визначається як середнє арифметичне значення оцінок, отриманих при обстеженні кожного 1-км ділянки газопроводу.

14.2. Критерії оцінювання захисного ізоляційного покриття

Оцінка стану захисного ізоляційного покриття здійснюється в два етапи:

1 етап – визначення кількості ушкоджень ізоляційних покриттів приладовим методом (при КПО) без розкриття газопроводів;

2 етап – визначення кількості, розміру і характеру ушкоджень ізоляційних покриттів при розкритті газопроводу в шурфах.

Критерії оцінювання стану ізоляційного покриття в залежності від кількості місць ушкоджень ізоляції, виявлених при КПО газопроводів на першому етапі проміжком через кожні 100 м. приведені в таблиці 2.6.

Таблиця 2.6 - Критерії оцінювання стану ізоляційного покриття.

Кількість місць ушкоджень ізоляції, без розкриття ґрунту на кожній 100-м ділянці в штуках.	Оцінка стану ізоляції в балах
0 -1	4
2- 3	3
4- 8	2
Більше 8	1

Оцінка стану ізоляційного покриття в цілому на 1 етапі визначається як середнє арифметичне значення оцінок, отриманих для стометрових ділянок газопроводу за формулою:

$$\alpha = \frac{\sum_{i=1}^n \alpha_i}{n}, \quad (2.9)$$

де α_i – оцінка в балах по i -тій ділянці;

n - кількість стометрових ділянок.

Основними критеріями оцінки стану ізоляційного покриття газопроводів є кількість, розмір і характер ушкоджень. Ушкодження ізоляційного покриття (залежно від його характеру) діляться на 2 групи:

1 група – дефекти, що відбулися в період будівництва від механічних ушкоджень при транспортуванні, монтажі, а також через погану якість підготовки постелі під газопровід або для засипання газопроводу;

2 група – дефекти, що відбулися в процесі експлуатації в результаті механічного і хімічного впливу ґрунту, ґрунтових та інших вод, а також дефекти, пов'язані з порушенням технології приготування і нанесення покриття, та від неякісного очищення поверхні труби і т.д.

Обидві групи дефектів в однаковому ступені небезпечні і залежать від корозійних умов, в яких знаходиться підземний газопровід. Навіть невеликого ушкодження ізоляції першої групи, отриманого наприклад, від наявності

будівельного сміття в ґрунті, яким засипаний газопровід, досить для виходу великої щільності струму що спонукає інтенсивному корозійному руйнуванню труби в анодній зоні. Ушкодження ізоляції другої групи, як правило, ведуть до рівномірних корозійних ушкоджень металу по всій поверхні труби, особливо в ґрунтах з високою корозійною агресивністю.

На другому етапі обстеження виконуються шурфовим методом. Якщо в шурфі виявлені такі дефекти ізоляції як крихкість, обсипання при ударі та недостатній адгезії (незначні ушкодження) і при цьому метал труби має металевий блиск, то максимальну оцінку стану ізоляційного покриття (4 бали) знижують на 1 бал після цього кінцевий результат дорівнює 3 балам.

При наявності наскрізних ушкоджень ізоляції – тріщин, проколів, порізів (сильні ушкодження) і метал труби під ізоляцією має іржавий наліт і неглибокі каверни, то максимальну оцінку (4 бали) знижують на 2 бали таким чином кінцевий результат буде 2 бали.

Якщо мають місце великі пропуски ізоляції (дуже сильні ушкодження), ізоляція здерта або взагалі відсутня, то максимальна оцінка 4 бали знижується на 3 бали: кінцевий результат - 1 бал.

Оцінка стану ізоляційного покриття в залежності від характеру ушкоджень ізоляції, виявлена завдяки шурфовому обстеженню (2 етап), виставляється відповідно до критерій наведених в таблиці 2.7. Підземний газопроводів обстежують в місцях ушкодження ізоляції через кожні 500 м.

Таблиця 2.7 - Критерії оцінки технічного стану газопроводу на другому етапі

Стан ізоляційного покриття газопроводу при розкритті в шурфі	Оцінка стану ізоляційного покриття в балах
- немає ушкоджень	4
- незначне ушкодження	3
- сильне ушкодження	2
- дуже сильне ушкодження	
- (або відсутня ізоляція)	1

Оцінка стану ізоляційного покриття в цілому на 2 етапі визначається як середнє арифметичне значення оцінок, отриманих при шурфовому обстеженні (шурфи бувають через кожні 500 м і в місцях ушкоджень ізоляції) за формулою:

$$A = \frac{\sum_{i=1}^m A_i}{m}, \quad (2.10)$$

де A_i – оцінка в балах по i -тій ділянці;

m - кількість стометрових ділянок.

Загальну оцінку стану ізоляційного покриття надають з урахуванням оцінок першого і другого етапу обстежень результати заносяться до таблиці 2.8.

Таблиця 2.8 - З'ясування загальної оцінки стану ізоляційного покриття.

№ стометрової ділянки газопроводу (№ пикета)	Оцінка стану ізоляційного покриття в балах					Загальна оцінка стану ізоляційного покриття в балах
	На 100-м ділянці за результатами КПО	В цілому за результатами КПО (1 етап)	№ шурфа	В шурфах через кожні 500 м і в місцях ушкодження ізоляції	В цілому за результатами шурфового обстеження (2 етап)	
1	a_1	a	1	A_1	A	$\frac{a + A}{2}$
2	a_2		2	A_2		
3	a_3		3	A_3		
...			
n	a_n		m	A_m		

Ділянки газопроводів з виявленими ушкодженнями ізоляції, які привели до корозійного ушкодження металу труби, підлягають переізоляції, тобто капітальному ремонту.

14.3. Критерії оцінювання стану металу труби

Перевірка стану металу труби виконується на всіх шурфах, що відкриваються в процесі експлуатації це обстеження газопроводу усунення витоків газу, ремонт. Ступень корозії встановлюють в залежності від характеру ушкодження стінки труби (таблиця 2.9).

Якщо при обстеженні металу труби в шурфі виявлена сильна або дуже сильна корозія, то варто провести додаткове обстеження газопроводів шляхом огляду і приладового контролю металу труби додатково ще в 2-х шурфах через 500 м в обидва боки від місця ушкодження.

Загальна оцінка залежить від стану металу зовнішньої поверхні труби (таблиця 2.10)

Таблиця 2.9 - Визначення ступеню корозії металу труби.

Ступінь корозії	Характер ушкоджень стінки труби
Незначна	Метал на поверхні має іржаві плями і одиночні виразки глибиною до 0,6 мм
Сильна	Поверхнева корозія труби з одиночними гніздовими виразками глибиною до 30% по відношенню до товщини стінки труби
Дуже сильна	Корозія стінки труби з одиночними і гніздовими виразками понад 30% по відношенню до товщини стінки труби і до наскрізних корозійних ушкоджень

Таблиця 2.10 - Загальне оцінювання стану металу зовнішньої поверхні труби.

Стан металу труби	Оцінка в балах
Понад 50% оглянутих місць мають сильну і дуже сильну корозію труби	1
До 50% оглянутих місць мають сильну і дуже сильну корозію труби	2
Незначна корозія	3
Корозія відсутня	4

При виявленні 5-ти місць із сильною або дуже сильною корозією, розташованих на 70% і більше довжини обстежуваного газопроводу – весь газопровід підлягає заміні. Якщо корозія виявлена на довжині менше 70 % - то заміні підлягають окремі ділянки з виявленими дефектами.

Газопроводи, що одержали (по стану металу) оцінку 1 бал, незалежно від загальної суми балів, отриманої за усіма критеріями – підлягають заміні.

14.4. Критерії оцінювання якості зварювальних стиків

Оцінка залежить від стану корозії на зварювальних стиках (табл.. 2.11).

Таблиця 2.11 - Оцінювання стану металу зовнішньої поверхні труби.

Якість зварювальних стиків	Оцінка якості в балах
50 і більше відсотків стиків, перевірених гама- або рентгенографіюванням, мають сильну і дуже сильну корозію труби	1
До 50% - мають сильну і дуже сильну корозію труби	2
Корозія відсутня (якісні стики)	3

Якщо за стан газопроводу присвоєно 1 бал (50% і більш перевірених зварювальних стиків являються дефектними) то газопровід підлягає заміні.

14.5. Критерії оцінювання корозійного стану газопроводів

Корозійний стан підземних газопроводів визначають відповідно до “Правил обстеження, оцінки технічного стану, паспортизації і проведення планово-попереджувальних робіт газопроводів і споруд на них” і залежить він від наступних показників:

- стану ізоляційного покриття (за результатами перевірки);
- наявності анодних і знакоперемінних зон (від блукаючих струмів);
- наявності захисних потенціалів на газопроводі (від засобів захисту);
- корозійної агресивності ґрунтів.

Оцінка корозійної небезпеки газопроводів залежить від наявності анодних і знакоперемінних зон на обстежуваному газопроводі (табл. 2.12).

Таблиця 2.12 - Оцінювання корозійної небезпеки газопроводів.

Наявність анодних і знакозмінних зон	Оцінка в балах
На понад 50 % довжини газопроводів	1
До 50 % (включно) довжини газопроводів	2
Зони відсутні	3

14.6. Визначення стану засобів ЕХЗ газопроводів

Дані про наявність або відсутність зони захисту, засобів ЕХЗ, та їх режим роботи поступають у відділ паспортизації від підструктурних підрозділів підприємства що експлуатує газопровід і споруди на ньому або організацій які надали замовлення на діагностику власного газопроводу.

Якщо засоби захисту від електрохімічної корозії встановлені, знаходяться в робочому стані і забезпечують захисний потенціал по всій довжині обстежуваного газопроводу, то оцінюється стан ЕХЗ на 1 бал з плюсом.

При відсутності засобів ЕХЗ, та при їх наявності в неробочому стані або вони працюють неефективно (не забезпечують захисний потенціал по

всій довжині обстежуваного газопроводу), то оцінюється стан ЕХЗ на 1 бал з мінусом.

4.7. Надання загальної оцінки технічному стану газопроводів

4.7.1. Оцінювання технічного стану підземного газопроводу

Оцінювання виконується за бальною шкалою шляхом складання значень (оцінок) усіх показників отриманих при обстеженні технічного стану підземного газопроводу:

$$S = A_1 + A_2 + A_3 + A_4 + A_5 + A_6, \quad (2.11)$$

де S - загальна оцінка в балах підземної ділянки газопроводу-вводу;

A_1 – оцінка отримана за герметичність газопроводу;

A_2 – оцінка отримана за стан захисного ізоляційного покриття газопроводу;

A_3 – оцінка отримана за стан металу труби;

A_4 – оцінка отримана за якість зварювальних стиків;

A_5 – оцінка отримана за корозійну небезпеку;

A_6 - оцінка отримана за стан засобів ЕХЗ.

14.7.2. Оцінювання технічного стану надземного газопроводу

Загальна оцінка визначається за бальною шкалою шляхом складання значень (оцінок) усіх показників отриманих при обстеженні технічного стану надземного газопроводу:

$$S = A_1 + A_3 + A_4, \quad (2.12)$$

де S - загальна оцінка в балах;

A_1 - оцінка за герметичність газопроводу;

A_3 – оцінка за стан металу труби;

A_4 – оцінка за якість зварювальних стиків;

14.8. Остаточний висновок і пропозиції щодо подальшої експлуатації газопроводів

Після отримання оцінок по всім показникам та загальних оцінок (верхні границі яких: для підземних газопроводів – 15 балів; для надземних і наземних – 10) надається остаточний висновок про стан газопроводу і можливість його подальшої експлуатації.

Визнаються аварійними і підлягають заміні газопроводи (підземні і надземні), які незалежно від суми загальної оцінки одержали:

- 1 бал за стан металу труби, тобто більш 50% обстежених місць газопроводу мають сильну і дуже сильну корозію;
- 1 бал за якість зварювальних стиків, тобто 50% і більш перевірених стиків газопроводу визнані дефектними;
- 1 бал за герметичність, тобто на кілометрових ділянках або ділянках газопроводу, побудованих за одним проектом на яких з початку експлуатації зафіксовано 3 і більше витоків газу через корозію та спостерігається постійна тенденція до їх збільшення.

Газопроводи, що не попадають під перераховані вище критерії, і які одержали відповідну загальну оцінку - 10 балів і менше для підземних, 6 балів і менш для надземних, визнаються *в незадовільному стані* і підлягають заміні.

В залежності від виявленої величини ушкодженої ділянки, характеру ушкоджень та інше, комісія з обстеження приймає рішення про заміну тільки ушкодженої частини або всього газопроводу (при необхідності).

Підземні газопроводи, що одержали оцінку більше 10 балів (11-14 балів) та наземні і надземні з оцінкою більше 6 балів (7-9 балів) – підлягають капітальному ремонту. Черговість ремонту залежить від росту балів – в першу чергу оновлюють газопроводи з найменшою оцінкою.

Стан підземних газопроводів рахується як задовільний, якщо вони одержали загальну оцінку 15 балів і більше (при цьому локальні оцінки по герметичності, стану ізоляційного покриття, стану металу труби, якості зварювальних стиків повинні бути не менше 3 балів).

Задовільними рахують надземні і наземні газопроводи з загальною оцінкою 10 балів і більше (при цьому оцінки по основним показникам так як і для підземних газопроводів повинні бути не менш 3-х балів). Усі мережі (газопроводи) в задовільному стані продовжують функціонувати.

Задовільний стан може мати газопровід або окрема його ділянка, що має локальні (одиночні) оцінки не менш 3 балів за всі основні показники крім показника ЕХЗ незважаючи на те що він (вона) не одержав необхідну високу оцінку (15 балів – для підземного газопроводу; 10 балів – для надземного і наземного газопроводу).

В іншому випадку коли одиничні бали менше 3 при загальній оцінці стану - підземного газопроводу 15 балів і вище, надземного газопроводу 10 балів і вище газопроводу може призначатись капітальний ремонт чи заміна.

Відомості про загальну оцінку технічного стану газопроводів з докладним аналізом і відповідними балами заносяться до таблиці.

14.9. Оформлення документації за результатами діагностики технічного стану (паспортизації) газопроводів

За результатами діагностики складається “*Акт перевірки технічного стану газопроводів*”. Затверджується даний акт керівником (власником) підприємства за підписами членів комісії. А складається він на підставі даних наступного пакета документів:

1. Робочий лист КПО зі схемою обстежуваного газопроводу на якій нанесенні усі виявлені місця ушкоджень і прив'язки;
2. Акт корозійного обстеження газопроводу шурфовим методом зі схемою шурфу і прив'язками;
3. Відомість результатів 10 хв. вимірювань різниці потенціалів і щільності струму на газопроводі;
4. Діаграма зсуву потенціалів на ділянці газопроводу;
5. Схема обстежуваного газопроводу з нанесенням усіх шурфів, точок вимірювань (КВП, ЕЗУ, ІФЗ, введів, контрольних точок, значень потенціалів, виявлених ушкоджень з прив'язками і порушень експлуатації і т.д.

У “Акті перевірки технічного стану газопроводів” (пункт 9 акту) фіксуються усі виявлені порушення і ушкодження мереж: відхилення від вимог нормативів, дані про технічний стан споруд (колодязів, засувок, компенсаторів, конденсатозбірників, КВП, ЕХЗ і т.д.).

Висновок про стан газопроводу, можливість його подальшої експлуатації, або необхідність проведення капітального ремонту, заміни газопроводу чи його окремих ділянок фіксується у пункті 10 акту. У висновку вказуються заходи щодо безпечної експлуатації газопроводів, які виконує експлуатаційна організація до проведення ремонту або його заміни.

Остаточні результати технічного обстеження заносяться в «*Паспорт технічного стану газопроводу*». Паспорт – це документ резуль-

татів діагностики технічного стану з відповідною оцінкою в балах, реквізитами підприємства-власника систем газопостачання, який містить всі відомості про газопровід з певними (необхідними) висновками. Складається він у 2-х примірниках, один із яких зберігається у власника газових мереж, другий – в організації, що проводила обстеження.

На газопроводах, відносно яких комісією зроблено висновок щодо подальшої експлуатації, регулярно проводяться планове обстеження їхнього технічного стану з періодичністю не менше 1 рази в 3 роки. При необхідності здійснюють позапланове обстеження. Результати цих обстежень з усіма змінами технічного стану також заносяться в “Паспорт” у вигляді доповнень де вказується дата обстеження за підписами власника паспорта і відповідального за обстеження.

14.10. Критерії оцінювання технічного стану газопроводів-вводів

Усі газопроводи – вводи оцінюють за наступними показниками:

- герметичності;
- стану металу труби;
- стану захисного ізоляційного покриття (ізоляції);
- якості зварювальних з'єднань;
- технічного стану надземної частини;
- стану будівельних конструкцій і конструктивних елементів (опор, кріплень, футлярів, ізолюючих з'єднань (в тому числі ІФЗ), ізолюючих прокладок між газопроводами і опорами або кріпленнями, газових колодязів, засувок, компенсаторів і та ін.);
- наявності підсіпання і присипки піском, наявності вимощення;
- корозійного стану (агресивність середовища, наявність небезпечного впливу блукаючих струмів);
- стану електрохімічного захисту.

Технічний стан газопроводів-вводів що визначають частинами оцінюється за 12 основними критеріями.

1. Герметичність трьох частин (*а, б, в*) газопроводів-вводів;
2. Стан і тип ізоляційного покриття підземної частини і на межі 2-х середовищ (частин *а, б*).
3. Стан металу труби (частин *а, б, в*).

4. Якість зварювальних з'єднань (частин *a*, *б*, *в*).
5. Стан опор, кріплень, ізолюючих прокладок між металоконструкціями і т.д. (частини *в*).
6. Наявність підсіпання і присипки піском (частин *a*, *б*).
7. Корозійний стан (агресивність середовища, наявність небезпечного впливу блукаючих струмів) (частин *a*, *б*).
8. Стан ЕХЗ (частин *a*, *б*).
9. Стан футляра (при наявності) на виході газопроводу-вводу з землі, наявність контрольної трубки (КТ), наявність і стан вимощення (поверхневого водовідводу) (частини *б*).
10. Стан ізолюючих з'єднань або ізолюючих фланцевих з'єднань (ІФЗ) (частини *в*).
11. Стан захисного покриття надземної частини газопроводу-вводу (наявність і стан фарбування) (частини *в*).

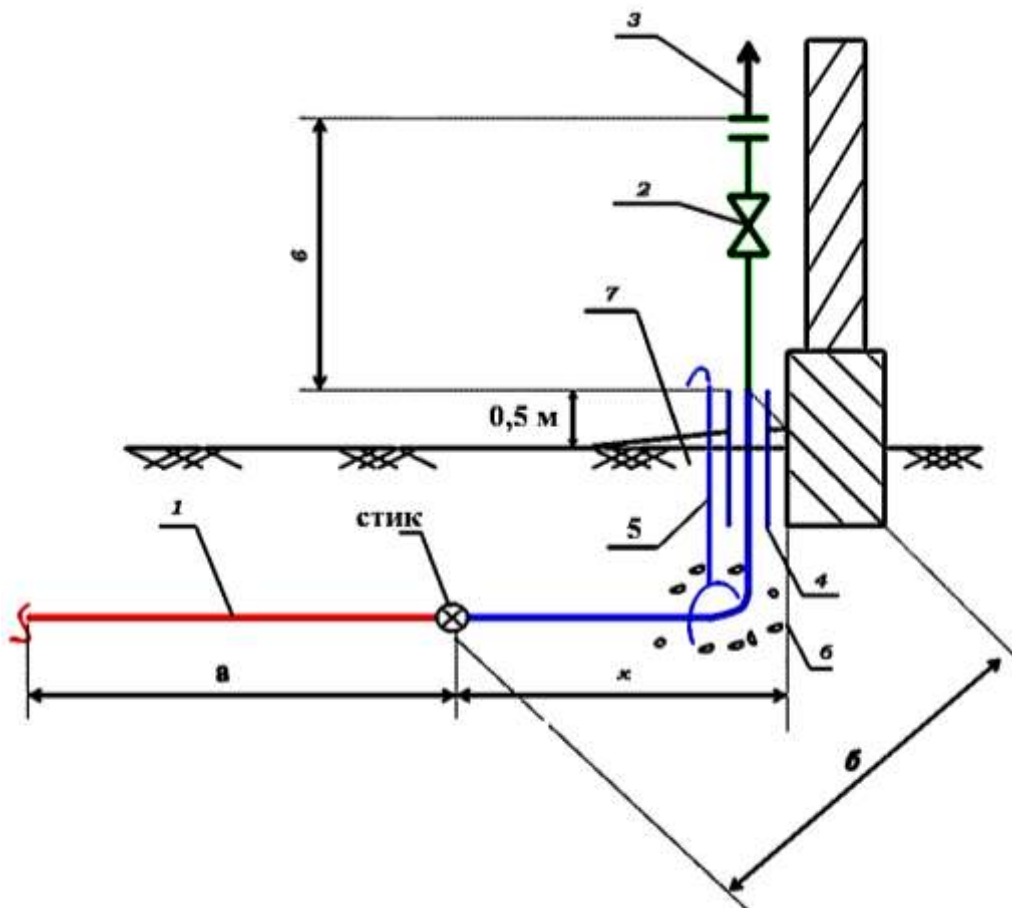


Рис.2.7 – Структура газопроводу-вводу

a – перша частина; *б* – друга частина; *в* – третя частина; *x* - відстань від крайнього зварювального стику перед поворотом на вихід газопроводу на поверхню до фундаменту будинків і споруд; 1 – газопровід-ввод; 2 – запірна арматура ; 3 – ізолююче з'єднання або ізолююче фланцеве з'єднання; 4 – футляр; 5 - трубка контрольна; 6 – засипка щебенева; 7 – вимощення

Оцінка показника герметичності кожної з трьох частин (*a*, *б*, *в*) газопроводу-вводу залежить від кількості витоків газу, що виникають внаслідок ушкоджень зварювальних стиків або корозійного стану: 1 витік газу – 1 бал; 0 витоків – 4 бали

Оцінка стану і типу ізоляційного покриття частин *a* і *б* проводиться так само як і на підземних розподільчих газопроводах. а перевірка самого ізоляційного покриття на межі двох середовищ (частина *б*) проводиться візуально і за допомогою приладів.

Оцінка в балах стану ізоляційного покриття на межі двох середовищ за результатами КПО залежить для кількості ушкоджень ізоляції (таблиця 2.13) і виставляється окремо для кожної з частин газопроводу *a* і *б*.

Таблиця 2.13 - Оцінка стану ізоляційного покриття газопроводу-вводу в балах за результатами КПО.

Кількість місць ушкодження ізоляції	Оцінка в балах
0	4
1	3
2	2
3	1

При шурфовому огляді підземної частини *a* і частини *б* оцінка стану ізоляційного покриття залежить від ступеня ушкоджень (таблиця 2.14).

Таблиця 2.14 - Оцінка стану ізоляційного покриття за результатами шурфового обстеження.

Ступінь ушкоджень	Оцінка в балах
Немає ушкоджень	4
Незначні ушкодження	3
Сильні ушкодження	2
Дуже сильні ушкодження (або взагалі відсутня ізоляція)	1

Стан металу труб перевіряється:

- шурфовим методом (підземна частина *a*);
- приладовим методом і візуально (частина *б* і *в*).

З'ясування ступеню корозії на кожній з ділянок (*a*, *б*, *в*) залежить від певних ушкоджень стінки труби (таблиця 2.15).

Оцінка в балах виставляється для кожної частини газопроводу-вводу окремо і залежить від ступеня корозії труби (таблиця 2.16).

Таблиця 2.15 - Залежність ступеня корозії від ушкоджень труби.

Характеристика ушкоджень труби	Ступінь корозії
1	2
На поверхні труби є іржаві плями і одиночні вирізки глибиною до 0,6 мм	Незначна
Поверхнева корозія труби з одиночними вирізками глибиною до 30 %	Сильна
Корозія стінки з одиночними і гніздовими вирізками більше 30 % товщини стінки труби, або наскрізні ушкодження	Дуже сильна

Таблиця 2.16 - Оцінка в балах стану металу труби.

Стан металу труби	Оцінка в балах
Більше 50 % оглянутих місць мають значну і дуже значну корозію	1
До 50 % - мають значну і дуже значну корозію	2
Незначна корозія	3
Корозії немає	4

Якщо на межі двох середовищ відсутня дренажна підсіпка, то при оцінюванні газопроводу-вводу знімають один бал. З'ясовуючи технічний стан надземної частини враховують наявність порушень при закріпленні газопроводу, провисання труби, дефекти у відключаючих пристроях, відсутність фарбування, ізолюючих ущільнювачів між трубою і кріпленням – за кожний із виявлених недоліків знімають один бал.

Перевірка і оцінювання якості зварювальних стиків здійснюється на всьому газопроводі-вводі і оцінка в балах залежить від стану стиків (таблиця 2.17).

*Наявність агресивного середовища та небезпечного впливу блукаючих струмів, що приводить до корозійного стану частин **а** і **б** оцінюється в залежності від наявності захисного потенціалу та ІФЗ (табл. 2.18).*

Якщо ІФЗ є в наявності, але не виконує своєї функції, то оцінку знижують на 1 бал.

Таблиця 2.17 - Оцінка в балах якості зварювальних стиків.

Стан зварювальних стиків	Оцінка в балах
50 % і більше стиків, перевірених гама- або рентгенографіруванням, визнані бракованими	1
Менше 50 % стиків браковані	2
Годні стики	3

Таблиця 2.18 - Оцінка в балах корозійного стану газопроводу-вводу при наявності агресивного середовища та небезпечного впливу блукаючих струмів.

Ступінь небезпеки газопроводу-вводу	Оцінка в балах при наявності ІФЗ	Оцінка в балах при відсутності ІФЗ
Немає захисного потенціалу, знаходиться в анодній зоні або в знакозмінній з перевагою анодної зони;	1	0
Немає захисного потенціалу відповідно ДОСТ 602-89*, знаходиться в знакозмінній зоні з перевагою катодної зони;	2	1
Є захисний потенціал відповідно ДОСТ 602-89*.	3	2

Стан ЕХЗ підземної частини перевіряється на кожному газопроводі-вводі. Якщо на газопроводі є електрозахисний пристрій, або захист забезпечується протекторною установкою, то стан ЕХЗ оцінюється в один бал з плюсом (+1). При відсутності засобів захисту ЕХЗ оцінюється в один бал з мінусом (-1).

Загальна оцінка технічного стану газопроводу-вводу складається із отриманих даних (оцінок) кожної із його трьох частин (**а**, **б**, **в**):

- S_a - оцінка стану частини **а**;
- S_b - оцінка стану частини **б**;
- S_v - оцінка стану частини **в**;

Розрахунок сумарного показника для частини **а** газопроводу-вводу виконується аналогічно розрахунку технічного стану (ТС) підземного газопроводу по формулі (2.11).

Розрахунок сумарного показника для частини **б** газопроводу-вводу виконується аналогічно розрахунку ТС підземного газопроводу по формулі (2.11), але з урахуванням специфіки частини:

- при відсутності вимощення знімається 1 бал;
- при відсутності контрольної трубки знімається 1 бал;
- якщо ІФЗ не встановлено на вводі або встановлено, але вони не виконують своїх ізолюючих функцій, оцінку корозійної небезпеки зменшують на 1 бал.

Розрахунок сумарного показника для частини **в** газопроводу-вводу виконується аналогічно розрахунку технічного стану надземного газопроводу по формулі (2.11). При визначенні стану частини **в** враховують

наявність порушень кріплення газопроводів, провисання труб, дефектів у стані відключуючих пристроїв; відсутність фарбування труби, ізолюючих прокладок між трубою і кріпленнями - за кожне із перерахованих порушень знімається 1 бал.

Відомості про необхідність установки або ремонту ІФЗ, КТ, вимощення, фарбування і т.д. відображуються в пункті 9 (Додаткові дані) Акта технічного стану газопроводу-вводу.

Данні усіх частин (а, б, в) газопроводу заносяться до таблиці, за результатами яких визначається технічний стан газопроводу-вводу.

Загальна оцінка (S) технічного стану газопроводу-вводу в цілому визначається по гіршій із оцінок окремих частин газопроводу-вводу S_a, S_b, S_v .

Кінцевим результатом перевірки є складання акту.

Контрольні питання

1. Назвіть критерії оцінки технічного стану газопроводів.
2. Назвіть показники оцінки сталевих та поліетиленових газопроводів.
3. Назвіть критерії оцінювання герметичності газопроводів.
4. Назвіть критерії оцінювання стану ізоляційного покриття підземного газопроводу.
5. Назвіть критерії оцінювання стану металу труби.
6. Назвіть критерії оцінювання якості зварних швів.
7. Оцінка корозійного стану газопроводу.
8. Як визначається стан електрохімічного захисту газопроводів?
9. Назвіть методи встановлення загальної оцінки стану газопроводів.
10. Як здійснюється загальна оцінка технічного стану газопроводу-вводу?
11. Назвіть порядок оформлення документації за результатами діагностики.

ЗМ 3. ОРГАНІЗАЦІЯ ТА ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ БЕЗПЕКИ В ГАЗОВОМУ ГОСПОДАРСТВІ

ТЕМА 15. ГОРЮЧІ ГАЗИ ТА ЇХ ВЛАСТИВОСТІ

15.1. Основні властивості газів

Газ є одним з чотирьох агрегатних станів будь-якої речовини в природі за певних умов: твердого, рідкого, газоподібного і плазми.

Твердий, рідкий і газоподібний стани речовини характеризуються цілісністю атомів та молекул, різним ступенем ущільнення молекул усередині обсягу даної речовини, причому в газоподібному стані вона найменша. Завдяки великій відстані між молекулами речовина в газоподібному стані може легко приймати форму посудини, в яку вона вміщена. Плазма – четвертий стан речовини, що існує при високій температурі і характеризується розпадом атомів на окремі, не зв'язані одна з одною елементарні частки – протони й електрони, від чого плазма стає електропровідною.

Стан газу характеризується такими основними фізичними властивостями: тиском, питомою теплотою згоряння, температурою, об'ємом і щільністю.

Тиск – це сила, з якою речовина давить на одиницю плоскої поверхні. Найчастіше за одиницю тиску приймають силу в 1 Н, що діє на площу в 1 м² (Па).

Тиск, створений атмосферним повітрям, називається *атмосферним тиском*.

Абсолютний тиск – це тиск, який відраховують від абсолютного нуля. Він вимірюється в абсолютних атмосферах (атм) і дорівнює сумі атмосферного і надлишкового тиску:

$$P_{\text{абс}} = P_{\text{атм}} + P_{\text{над}} \quad (3.1)$$

Надлишковий тиск – це тиск, що перевищує атмосферний на різницю між абсолютним і атмосферним тиском:

$$P_{\text{над}} = P_{\text{абс}} - P_{\text{атм}} \quad (3.2)$$

Вищеназвана одиниця тиску 1Н дуже мала, тому застосовують укрупненні одиниці тиску: декапаскаль (дПа), кілопаскаль (кПа),

мегапаскаль (МПа). Крім цього тиск вимірюють в кгс/см², в атмосферах надлишкових (атн), або в міліметрах стовпа рідини (мм рт.ст.; мм вод.ст.)

Теплота згоряння Q – це кількість теплоти, що виділяється при повному згорянні 1 м³ газу. Розрізняють вищу Q_в і нижню Q_н теплоту згоряння. Вищу теплоту згоряння визначають з урахуванням утворення води при згорянні водню, нижню - з урахуванням утворення при його згорянні водяної пари. На основі теплоти згоряння газу визначають потребу в газоподібному паливі і оцінюють КПД газовикористовуючих установок.

Вищу теплоту згоряння газоподібного палива можна підрахувати на основі теплоти згоряння його компонентів і складу газу:

$$Q_B = 128H_2 + 126CO + 398CH_4 + 700C_2H_6 + 1000C_3H_8 + 1300C_4H_{10} + \\ + 1700C_5H_{12} + 630C_2H_4 + 920C_3H_6 + \\ + 1220C_4H_8 + 580C_2H_2 + 250H_2S \quad (3.3)$$

Нижню теплоту згоряння природних і нафтопромислових газів визначають за формулою

$$Q_n = 35800 + 300C_2H_6 + 500C_3H_8 + 800C_4H_{10} + 1000C_5H_{12} - \\ - 360(CO_2 + N_2 + O_2) - 100H_2S, \quad (3.4)$$

де 35800 – теплота згоряння природного газу, що складається тільки з метану; 300, 500, 800 і 1000 – підвищення теплоти згоряння (округлено) внаслідок заміщення 1% метану в газі відповідно етаном, пропаном, бутаном або пентаном та вищими вуглеводами; 360 – зниження теплоти згоряння газу внаслідок вмісту в ньому 1% (CO₂+N₂+O₂); 100 - зниження теплоти згоряння внаслідок заміщення 1% CH₄ в газі сірководнем (вищі алкани сумуються з C₅H₁₂).

Об'єм речовини – це тривимірний геометричний простір, який при температурі (273,16 К (0°С) і тиску 101 325 Па (760 мм рт.ст.) займає речовина. Об'єм (V) вимірюють в м³, літрах (л), мілілітрах (мл). Об'єм газу вимірюють в м³.

Питомий об'єм – це об'єм одиниці маси речовини. Питомий об'єм (υ) вимірюють в м³/кг, л/г, мл/мг – одиницями, отриманими з відношення:

$$\upsilon = \frac{V}{m}, \quad (3.5)$$

де m – маса у стані спокою речовини, вимірюється в кг, г, мг.

Для газоподібних речовин важливо розрізнити дійсний об'єм від об'єму при нормальних та стандартних умовах. Стандартними умовами відповідно до ДСТ 2939-63 вважаються такі, при яких температура дорівнює 293,16 К (20⁰ С), тиск – 101 325 Па (760 мм рт.ст.), вологість – 0.

При нормальних умовах за одиницю об'єму приймають нормальний кубічний метр (н.м³), а при стандартних умовах – стандартний кубічний метр (ст.м³).

Нормальними умовами для з'ясування об'єму газу прийнято вважати температуру 273,16 К (0⁰ С) і тиск 101 325 Па (760 мм рт.ст.) при нульовій вологості.

Для перерахування об'єму газу на нормальні або стандартні умови застосовують такі формули:

на нормальні умови

$$V_n = V_t \frac{273,16_{pt}}{p(273,16 + t)}; \quad (3.6)$$

на стандартні умови

$$V_{ст} = V_t \frac{p_t(273,16 + 20)}{p_0(273,16 + t)}; \quad (3.7)$$

де V_n – об'єм газу при нормальних умовах, м³;

$V_{ст}$ – об'єм газу при стандартних умовах, м³;

V_t – об'єм газу при реальних умовах, м³;

p_t – тиск газу при реальних умовах, Па;

p – тиск при нормальних і стандартних умовах (101 325 Па); 273,16 К

– температура при нормальних умовах;

t – температура газу.

Щільністю або об'ємною масою речовини називається маса речовини в одиниці об'єму.

Щільність позначається літерою (ζ) і чисельно дорівнює відношенню маси речовини (m) до її об'єму (V):

$$\zeta = \frac{m}{V}. \quad (3.8)$$

Відповідно до міжнародної системи одиниць вимірювання СІ основною одиницею вимірювання щільності речовини є $\text{кг}/\text{м}^3$ (для рідини - $\text{кг}/\text{л}$); щільність речовини – величина, зворотна питомому об'єму ($\text{кг}/\text{м}^3$).

Крім основних фізичних властивостей – тиску, питомої теплоти згоряння, об'єму і щільності, стан газу характеризують також вологістю.

Вологість газу – це кількість водяного пару, яку містить у собі газ.

Об'ємна вологість газу являє масу (вагу) водяної пари в одиниці об'єму газу в $\text{г}/\text{см}^3$.

Відносна вологість газу – це відношення ваги водяного пару, що знаходиться в газі, до ваги насиченого пару (який міг би знаходитися в даному об'ємі при тій же температурі), виражене у відсотках або частках.

Велика вологість природного газу негативно впливає на умови транспортування і регулювання тиску в газорегуляторних пунктах і установках – велика конденсація водяної пари може утворювати крижані й гідратні пробки.

15.2. Види і склад природних газів

Горючі гази підлягають класифікації за хімічним складом і способом видобутку.

За хімічним складом вони поділяються на наступні види:

- 1) елементарні горючі гази (водень H_2);
- 2) індивідуальні неорганічні горючі газові з'єднання (окис вуглецю (CO), сірководень (H_2S));
- 3) індивідуальні легкі граничні вуглеводи (метан (CH_4), етан (C_2H_6), пропан (C_3H_8), бутан (C_4H_{10})) і неграничні (етилен (C_2H_4), пропілен (C_3H_6), бутилен (C_4H_8));
- 4) суміші горючих і негорючих газів.

За способом видобутку і виробництва пальні гази поділяються на такі види: штучні гази; промислові гази; природні гази; супутні нафтові гази; зріджені вуглеводні гази.

До хімічного складу горючих газів входять різні горючі й негорючі газоподібні компоненти, а також шкідливі речовини.

Газ не повинен містити велику кількість шкідливих домішок.

Основними вимогами, що ставляться до газів комунально-побутового споживання, є:

- вміст сірководню (H_2S) у газі не більше 2 г на 100 м^3 ;
- вміст кисню (O_2) не більше 1 об'ємного відсотку;
- вологонасиченість газу в міській, селищній газовій мережі має бути не більше максимального насичення газу при температурі від -20°C до $+35^\circ\text{C}$.

Елементарний горючий газ водень (H_2) – нетоксичний газ без кольору, смаку і запаху; маса 1 м^3 дорівнює 0,09 кг; в 14,5 разів легший за повітря.

Індивідуальні неорганічні газові з'єднання: окис вуглецю CO (газ без запаху, смаку і кольору, маса 1 м^3 складає 1,25 кг); сірководень H_2S – без кольору із сильним запахом (тухлих яєць), дуже токсичний, маса 1 м^3 дорівнює 1,54 кг.

Індивідуальні легкі граничні вуглеводи: метан CH_4 – газ без кольору, запаху і смаку, нетоксичний, маса 1 м^3 дорівнює 0,717 кг; етан C_2H_6 – без кольору, запаху та смаку, нетоксичний; пропан (C_3H_8); бутан (C_4H_{10}).

У сумішах горючих газів, залежно від джерел їх одержання, можуть бути присутніми у невеликих кількостях і вуглеводні: парафін-пентан (C_5H_{12}), олефін-амілен (C_5H_{10}), нафтен-циклопентан (C_5H_{10}), діолефін-ізопрен (C_5H_8), ароматичний вуглеводень бензол (C_6H_6), а також більш важкі вуглеводні.

Граничні вуглеводні при звичайних умовах володіють великою хімічною інертністю, а неграничні вуглеводні (особливо діолефіни) є менш стійкими, легко полімеризуються і окислюються навіть таким слабким окислювачем, як кисень повітря. Усі вуглеводні є горючими речовинами, тому що є з'єднаннями двох горючих елементів – вуглецю і водню.

Граничні вуглеводні, особливо метан, мають у своєму складі менше вуглецю, ніж неграничні, особливо діолефіни, що визначає характер хімічної реакції горіння і колір полум'я.

До *зовнішніх властивостей* їх відносяться: колір, запах, смак, токсичність, яка наркотично впливає на людину. При нормальних умовах легкі вуглеводні не мають запаху, отже, природний газ також не має запаху. З метою його виявлення нюхом природний газ одоризують на газоз-подільних станціях магістрального газопроводу (ГРС). Зріджені вуглеводні гази мають легкий запах бензину, а зріджені гази нафто пере-робних заводів іноді мають запах сірчистих з'єднань (часто слабкий), тому ці гази одоризують на заводі.

Одоризацію горючих газів проводять з метою безпеки. Широко використовуваний одорант – етилмеркаптан ($\text{CH}_3\text{CH}_2\text{SH}$) – рідина з невисокою температурою кипіння (37°C), що дає можливість вводити її в потік газу під тиском. Норми витрати одоранту дозволяють відчутти запах газу у повітрі і становлять для природного газу – 16 г на 1000 м^3 , для зрідженого – не більше 40 г. Великі концентрації газу небезпечні, тому що етилмеркаптан отруйно діє на організм людини. У зрідженого газу підвищена норма витрати одоранта обумовлюється дуже низькою мінімальною межею вибухонебезпеки в суміші з повітрям.

Токсичністю природні й зріджені вуглеводні гази не володіють, якщо не містять сірководню більш припустимих держстандартами концентрацій.

Задушливі властивості притаманні всім вуглеводням. При концентрації в повітрі більше 20% природного або зрідженого газу настають ознаки задухи.

Основні ознаки горючих газів наведено в табл.3.1.

Таблиця 3.1 – Основні ознаки горючих газів

Гази	Запах	Дія на організм людини
Метан CH_4 , етан C_2H_6	Не має	Не отруйний, викликає задуху при концентрації в повітрі більше 10 %
Пропан C_3H_8 , бутан C_4H_{10}	Не має	Викликає задуху при концентрації в повітрі більше 10 %, запаморочення настає при вдиханні через 2 хвилини
Водень H_2	Не має	При високих концентраціях викликає задуху
Окис вуглецю CO	Не має	Сильно отруйний: отруєння настає при концентрації в повітрі більше 0,025 %
Сірководень H_2S	Сильний (тухлих яєць)	Сильно отруйний: отруєння настає при концентрації в повітрі більше 0,025 %
Вуглекислий газ CO_2	Злегка кислуватий	При концентрації в повітрі близько 3% спостерігається хекання, більше 10 % - настає смерть
Азот N_2	Не має	Виникає задуха при концентрації в повітрі більше 83 %
Кисень O_2	Не має	Нешкідливий

15.3. Спалахування і горіння газів

Процес спалахування приводить до горіння. Мінімальну температуру, при якій суміш спалахує, називають температурою спалахування. Вона не є постійною фізико-хімічною величиною, тому що залежить від

певних умов (від пропорції між газом та окислювачем і від витрат у навколишнє середовище).

Однак у складі технічних газів існують негорючі складові (баласт) – азот N₂, вуглекислота CO₂ і водяні пари, що знижують теплову цінність газу.

Спалахування і подальше мимовільне горіння газоповітряної суміші можливе тільки при певних співвідношеннях газу і повітря, які мають назву *границь спалахування*. Нижня границя спалахування, об.‰: для ацетилену – 2,5, водню – 4, метану – 5, пропану – 2,3, бутану – 1,9; верхня для ацетилену – 80, водню – 75, метану – 15, бутану – 8,5, пропану – 9,5.

Якщо вміст газу в суміші менше нижньої границі спалахування, то така суміш самостійно горіти не може. При вмісті газу, що є більшим верхньої границі спалахування, кількості повітря в суміші недостатньо для повного згорання газу. Тому важливо дотримуватись необхідних границь для кожного компонента у правильній пропорції.

Газоповітряна суміш, вміст газу в якій знаходиться між нижньою і верхньою межами спалахування, є вибухонебезпечною.

Спалахування природного газу – це багатоконпонентна суміш, що має декілька складових і визначається за формулою:

$$Q_{H1}^P \cdot r_1 + Q_{H2}^P \cdot r_2 + \dots + Q_{Hn}^P \cdot r_n, \text{ МДж/м}^3, \quad (3.9)$$

де Q_{H1}^P - нижча теплота згорання і-го компонента суміші, МДж/м³ (табл.3.2).

Таблиця 3.2 – Фізико-хімічні властивості газів.

Газ	Молекул. маса, М	Густина ρ, кг/м ³	Теплота згорання, МДж/м ³		Межа займистості, % об'ємні		Температура займистості Т, °С
Метан СН ₄	16,042	0,717	35,845	39,792	5,0	15,0	650
Етан С ₂ Н ₆	30,068	1,356	63,797	69,713	3,2	12,5	510
Пропан С ₃ Н ₈	44,094	2,004	91,321	99,219	2,4	9,5	500
Бутан С ₄ Н ₁₀	58,120	2,703	113,595	121,485	1,8	8,4	475
Пентан С ₅ Н ₁₂	72,151	3,457	146,202	158,773	1,4	7,8	475
Вуглекислий газ СО ₂	44,010	1,977	-	-	-	-	-
Азот N ₂	28,016	1,25	-	-	-	-	-
Сірководень Н ₂ С	34,082	1,539	23,401	25,425	-	-	-

15.4. Вибухонебезпечність і вибухозахист

Основні поняття

- ВИБУХ - явище швидкого переходу речовини їхнього одного стану в інше, супроводжуване нагріванням продуктів згорання до високої температури і різким підвищенням тиску.
- Якщо горюча суміш перебуває в закритому об'ємі (посудина, трубопровід, приміщення), то з появою джерела теплоти або полум'я з температурою, що досягає температури запалення, відбувається вибух цієї суміші (при цьому температура може досягати 2000, а тиск підвищуватися в 8-10 разів).

Вибухонебезпечні суміші

- На даний момент діє ГОСТ 12.1.011-78* "СУМІШІ ВИБУХОНЕБЕЗПЕЧНІ. КЛАСИФІКАЦІЯ І МЕТОДИ ВИПРОБУВАНЬ"
- Даний стандарт поширюється на вибухонебезпечні суміші горючих газів і парів з повітрям, що утворюється в процесі виробництва у вибухонебезпечних середовищах, що здатні вибухати від стороннього джерела підпалювання, у яких застосовується вибухозахисне електроустаткування.
- Стандарт установлює класифікацію вибухонебезпечних сумішей по категоріях та групах і методи визначення параметрів вибухонебезпечності, використовуваних при встановленні класифікації сумішей.
- Класифікація вибухонебезпечних сумішей призначена для одержання вихідних даних, необхідних при вибірці вибухозахисного електроустаткування відповідно до ГОСТ 12.2.020-76.

Категорії вибухонебезпечної суміші

- Вибухонебезпечні суміші газів і парів підрозділяються на категорії вибухонебезпечності залежно від величини безпечного експериментального максимального зазору (БЕМЗ)* і значення співвідношення між мінімальним струмом запалення випробуваного газу або пари і мінімальним струмом запалення метану (МСЗ); на групи залежно від величини температури самозапалювання.

Класифікація по категоріях вибухонебезпечності сумішей газів і парів з повітрям

Вибухонебезпечні суміші підрозділяються на категорії:

- I - метан на підземних гірських роботах,
- II - гази й пари за винятком метану на підземних гірських роботах.

Вимоги до вибухопопередження

- Для попередження вибуху необхідно виключити: утворення вибухонебезпечного середовища; виникнення джерела ініціювання вибуху.
- Вибухонебезпечне середовище можуть утворити: суміші речовин (газів, пар, пилів) з повітрям і іншими окислювачами (кисень, озон, хлор, окисли азоту та ін.); речовини, схильні до вибухового перетворення (ацетилен, озон, гідрозин та ін.).

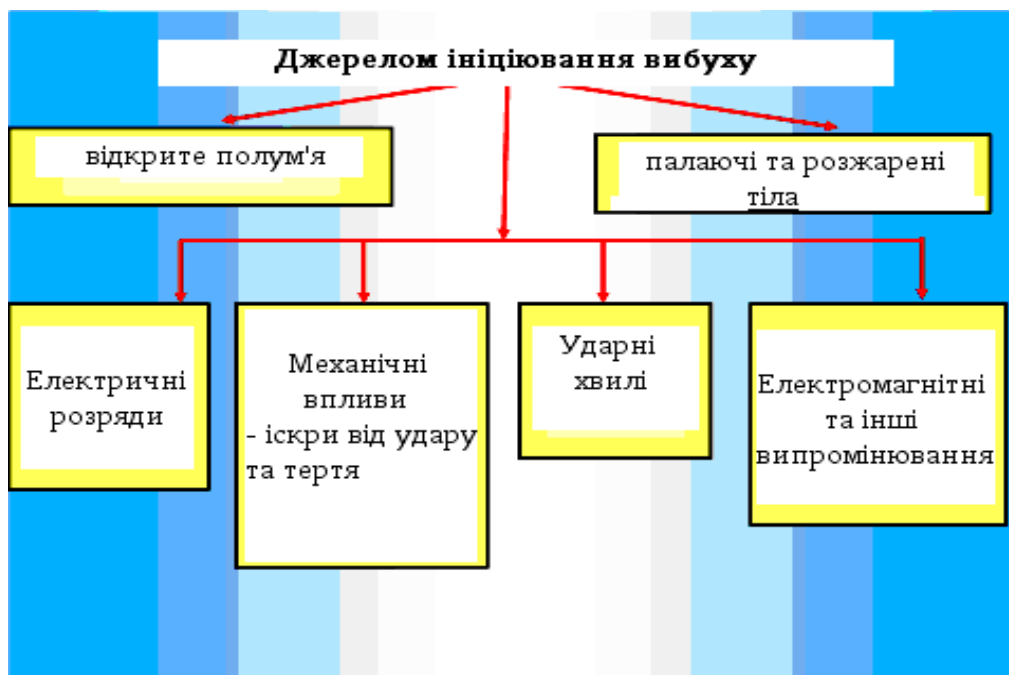


Рис. 3.1 – Джерела ініціювання вибуху

Запобігання утворенню вибухонебезпечного середовища

- вміст вибухонебезпечних речовин, не повинен перевищувати нижньої концентраційної межі (метан 5% нижня межа вибуховості)
- застосуванням герметичного виробничого устаткування
- застосуванням робочої та аварійної вентиляції
- відводом, видаленням вибухонебезпечного середовища (при наявності метану - провітрювання приміщень: підвалів; квартир, під'їздів і т.д.)

Запобігання утворенню вибухонебезпечного середовища всередині технологічного устаткування повинне бути забезпечене:

- герметизацією технологічного устаткування;
- підтримкою складу і параметрів середовища поза областю запалення;

- (Наприклад: газ - це середовище, яке перебуває в газопроводі, у герметичному устаткуванні він безпечний)

Запобігання виникненню джерела ініціювання вибуху повинне бути забезпечене:

- регламентацією вогневих робіт;
- запобіганням нагріванню устаткування до температури самозапалювання вибухонебезпечного середовища;
- застосуванням матеріалів, що не створюють при зіткненні іскор, здатних ініціювати вибух вибухонебезпечного середовища;
- застосуванням засобів захисту від атмосферної і статичної електрики блукаючих струмів, струмів замикання на землю і т.д. :
- застосуванням вибухозахисного устаткування;
- застосуванням швидкодіючих засобів захисного відключення можливих електричних джерел ініціювання вибуху;
- обмеженням потужності електромагнітних і інших випромінювань;
- усуненням небезпечних теплових проявів хімічних реакцій і механічних впливів.



Рис. 3.2 – Вимоги до вибухозахисту

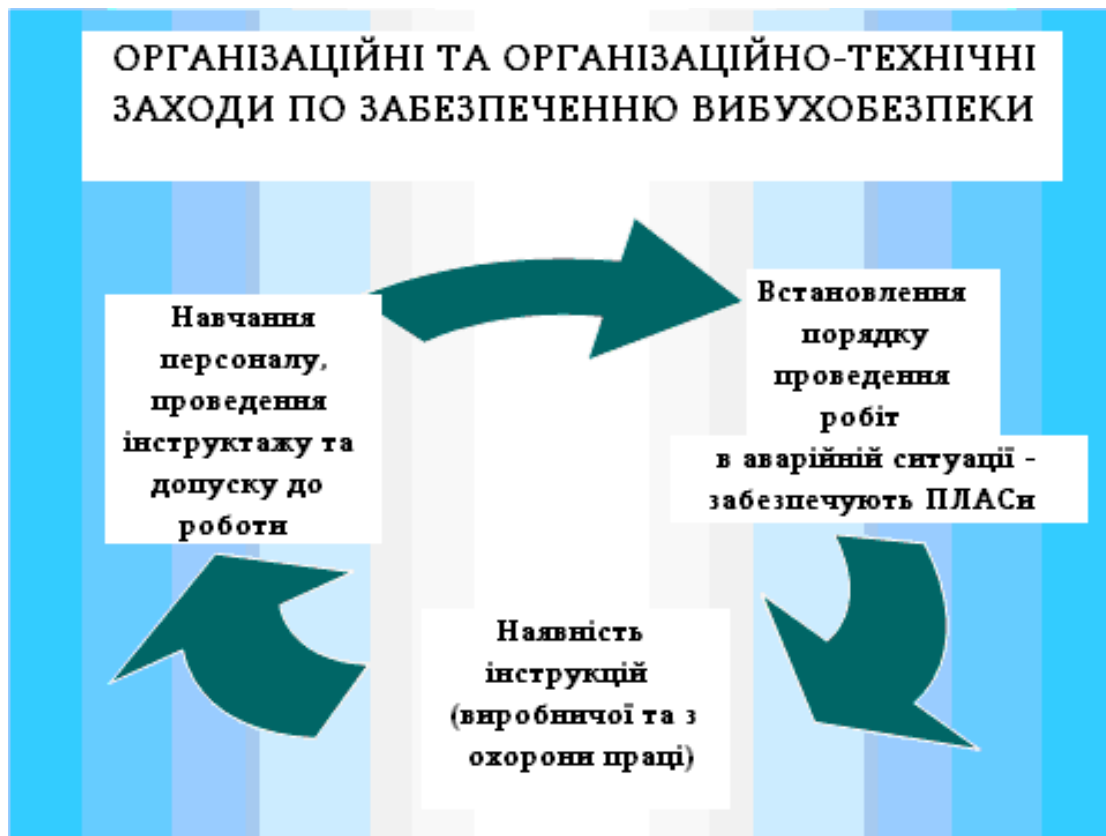


Рис. 3.3 – Організаційні та організаційно-технічні заходи по забезпеченню вибухобезпеки

Вибухонебезпечність і загазованість

- Робота на підприємствах по газопостачанню та газифікації пов'язана з небезпекою можливої появи вибухонебезпечного газу - це становить постійну небезпеку для обслуговуючого персоналу й погрозу наявним матеріальним цінностям і устаткуванню. Крім того, від виходу газу можуть постраждати споживачі - жителі міст і населених пунктів України і їхнє майно, а також підприємства, які використовують у своїй роботі природний газ

Контроль вибухонебезпечності і загазованості

- Для контролю безпеки на об'єктах де потрібен безперервний контроль, встановлюються стаціонарні сигналізатори. Сигналізатори контролюють концентрацію суми горючих або токсичних газів, мають фіксовані пороги спрацьовування й при їхньому перевищенні видають світлову й (або) звукову сигналізацію.
- Для контролю горючих газів і парів і токсичних газів у важкодоступних місцях, у замкнених об'ємах:
 - колодязях,

- коверах,
- цистернах,
- на підприємствах по газопостачанню - на арматурах, різьбових, фланцевих, зварних і ін. з'єднаннях використовують переносні газоаналізатори.
- Достоїнствами цих приладів є малі габарити й вага, висока міцність
- корпуси та простота експлуатації.
- Ці прилади випускаються у ВИБУХОЗАХИСНОМУ виконанні.

Наслідки руйнувань та аварій



Рис. 3.4 - Вибух газу в м. Ізюм



Рис. 3.5 - Вибух газу в м. Львів



Рис. 3.6 - Вибух газу в м. Дніпропетровськ

15.5. Властивості та основні вимоги безпеки при використанні скраплених вуглеводневих газів

Скраплені вуглеводневі гази – це суміші вуглеводнів, основу яких складає – пропан (C_3H_8) та бутан (C_4H_{10}).

Скраплені вуглеводневі гази мають такі властивості:

- значно важчі повітря;
- не мають запаху, тому одоризуються;
- зберігаються та транспортуються в рідкому стані, а використовуються в газоподібному стані;
- при температурі від $-40^{\circ}C$ до $+40^{\circ}C$ та атмосферному тиску переходять в газоподібний стан; тиск насичених парів при температурі $45^{\circ}C$ – не більше 1,6 МПа, при $20^{\circ}C$ не менше 0,16 МПа;
- при попаданні на шкіру людини викликають обмороження;
- межі займання в суміші з повітрям при температурі $15 - 20^{\circ}C$: нижня - 1,8%, верхня – 9,5%; газоповітряна суміш, вміст газу в якій знаходиться між нижньою та верхньою межами займання - вибухонебезпечна.

Постачання населенню скрапленого вуглеводневого газу пропан-бутан у побутових балонах повинні здійснювати тільки спеціалізовані підприємствами, які отримали відповідний Дозвіл Держгірпромнагляду.

Наповнення та обмін балонів здійснюється через мережу газонаповнювальних станцій та газонаповнювальних пунктів; проміжних складів балонів; спеціалізованих магазинів з продажу газу, що здійснюють реалізацію газу у побутових балонах.

Категорично забороняється наповнювати балони, в яких:

- минув визначений термін опосвідчення;
- пошкоджений корпус - наявні тріщини та ум'ятини, надриви і вищерблення, велика корозія, видимі раковини і ризики глибиною понад 10% від нормальної товщини стінки;
- несправні вентиля;
- відсутнє належні пофарбування або надписи;
- відсутні тавра встановленого зразка;
- відсутній залишковий тиск газу, за винятком нових балонів та тих що пройшли гідравлічне випробовування;

– не злиті залишки що не випарувалися.

Категорично забороняється наповнювати балони:

- на автомобільних газозаправних станціях та пунктах;
- з автомобільних цистерн для перевезення газу;
- паливної системи автотранспортних засобів;
- поза пунктами реалізації газу.

Забороняється зберігати балони:

- менше ніж 3м від вікон і дверей цокольних і підвальних поверхів, колодязів підземних комунікацій і ям;
- у підвальних, житлових приміщеннях та на балконах житлових будинків.

Порожні і наповнені балони можуть зберігатися тільки ззовні приміщень в безпечному місці у вертикальному положенні з обов'язковим встановленням заглушок на штуцерах вентилів та за умови їх захисту від атмосферних опадів і сонячних променів.

При експлуатації у житлових та громадських будинках в одному приміщенні дозволяється встановлювати один балон місткістю 50 л. При місткості балона до 27 л дозволяється встановлювати в одному приміщенні два балони.

Пропан-бутанова суміш буває літньою та зимовою. В умовах холодного клімату (чи взимку) в суміші пропану та бутану повинен переважати пропан для кращої газифікації. Пропан випаровується при -45°C , а бутан при $-0,5^{\circ}\text{C}$. Влітку в суміші повинен переважати бутан. При нагріванні скраплений вуглеводневий газ розширюється, значно збільшується тиск в балоні. Особливо небезпечно перенаповнювати балони в зимовий період. Коли охолоджений балон з вулиці вносять в тепле приміщення, перепад температур спричиняє різке зростання надмірного тиску та розгерметизацію (розрив) балону. Через виток газу може утворюватися вибухонебезпечна газоповітряна суміш.

Усі балони повинні підлягати перевірці ваговим методом на відповідність нормам наповнення. Максимальний рівень наповнення балонів скрапленими вуглеводневими газами не повинен перевищувати 85 % об'єму балону.

Поставка скраплених вуглеводневих газів в балонах безпосередньо абонентам і заміна балонів повинні виконуватися працівниками спеціалізованих підприємств газового господарства. Допускається заміна балонів особами (абонентами) не молодше 18 років, які пройшли практичне навчання на підприємстві газового господарства.

Контрольні питання

1. Назвіть основні властивості горючих газів.
2. На які види поділяють гази за хімічним складом?
3. Сутність горіння газу.
4. Як з'ясовують повне й неповне згоряння газу?
5. Термодинамічні властивості газів.
6. Назвіть границі спалахування природних і зріджених газів.
7. Отруйні та теплові властивості газів.
8. Назвіть склад продуктів повного згоряння газу.
9. Що таке вибух газоповітряної суміші?
10. Назвіть категорії вибухонебезпечної суміші.
11. Назвіть основні причини вибуху.
12. Назвіть основні вимоги до вибухозахисту.

ТЕМА 16. ГАЗОНЕБЕЗПЕЧНІ РОБОТИ

16.1. Загальні положення

Газонебезпечними вважаються роботи, які виконуються в загазованому середовищі або при яких можливе витікання газу.

До газонебезпечних робіт належить:

1. Приєднання новозбудованих газопроводів до діючої системи газопостачання.
2. Пуск газу в системи газопостачання об'єктів при введенні в експлуатацію, після ремонту і їх реконструкції, проведення пусконаладжувальних робіт, введення в експлуатацію ГРП, ГНС, ГНП, АГЗС, АГЗП, резервуарів ЗВГ.
3. Технічне обслуговування і ремонт діючих зовнішніх і внутрішніх газопроводів, споруд систем газопостачання, надомних регуляторів тиску, газообладнання ГРП (ГРУ), газовикористовуючих установок, обладнання насосно-компресорних і наповнювальних відділень, зливних естакад ГРП, ГНС, АГЗС, АГЗП, резервуарів СУГ, а також вибухозахищеного обладнання.
4. Робота на байпасі ГРП (ГРУ).
5. Усунення закупорок, установка і зняття заглушок на діючих газопроводах, а також від'єднання від газопроводів агрегатів, устаткування і окремих вузлів.
6. Відключення від діючих газопроводів, консервація і реконструкція газопроводів і устаткування сезонної дії.
7. Виконання зливно-наливних операцій на резервуарних установках ГНС, АГЗС, АГЗП, АЦЗГ, заповнення ЗВГ резервуарних установок, злив ЗВГ з несправних балонів, злив залишків, що не випарувалися, заправлення газобалонних автомашин і балонів.
8. Ремонт і огляд колодязів, видалення води і конденсату з газопроводів і конденсатозбірників.
9. Підготовка до технічного огляду резервуарів і балонів ЗВГ і його проведення.
10. Розкриття ґрунту в місцях витоків газу до їх усунення.

11. Всі види робіт, пов'язані з виконанням вогневих і зварювальних робіт на діючих газопроводах ГРП, установках ЗВГ і виробничих зонах ГНС, ГНП, АГЗС, АГЗП.
12. Технічне обслуговування і ремонт побутових газовикористовуючих апаратів і приладів.

Залежно від характеру і ступеня небезпеки газонебезпечні роботи підрозділяють на три групи:

1. - які проводяться з оформленням наряду - допуску на проведення газонебезпечних робіт.
- 2 - які проводяться без оформлення наряду-допуску, але з обов'язковою реєстрацією перед їх початком у журналі обліку газонебезпечних робіт.
- 3 - які проводяться під час аварійних ситуацій і аварій згідно із Правилами локалізації і ліквідації аварійних ситуацій і аварій (ПЛАС).

Без оформлення наряду-допуску (з реєстрацією в журналі обліку газонебезпечних робіт) виконуються газонебезпечні роботи, які періодично повторюються, і є невід'ємною частиною технологічного процесу, характеризуються аналогічними умовами їх проведення, постійним місцем, характером робіт, складом тих, хто робить ці роботи.

До проведення газонебезпечних робіт (робіт з підвищеною небезпекою) можуть бути допущені працівники не молодше 18 років, які пройшли у встановленому порядку медичний огляд (які не мають протипоказань до їх виконання), що пройшли спеціальне навчання і повторну перевірку знань.

Жінки можуть проводити певні газонебезпечні роботи, передбачені технологічним регламентом і інструкцією з охорони праці.

Контроль за організацією газонебезпечних робіт на підприємстві робиться газорятувальною службою і службою охорони праці. Система контролю і форма участі в ній зазначених служб повинна бути визначена інструкцією підприємства.

У випадку відсутності на підприємстві газорятувальної служби, її функції по контролю за організацією безпечного проведення газонебезпечних робіт робиться службою охорони праці.

16.2. Підготовчі роботи

Підготовка об'єкта до проведення газонебезпечних робіт робиться експлуатаційним персоналом цеху під керівництвом відповідального за підготовку об'єкта по газонебезпечних роботах.

Для підготовки об'єкта до газонебезпечних робіт повинен бути виконаний весь комплекс підготовчих робіт, передбачених в наряді-допуску (технологією, регламентом, інструкцією з охорони праці).

По наряду-допуску і спеціальному плані, затвердженому керівником виконуються роботи: пуск газу в газові мережі населених пунктів, у газопроводи середнього і високого тиску, роботи із приєднання газопроводів високого і середнього тиску, ремонтні роботи в ГРП (ГРУ), у виробничій зоні ГРП, ГНС, АГЗС, АГЗП із застосуванням зварювання і газового різання, ремонтні роботи на діючих газопроводах середнього і високого тиску, пов'язані з відключенням споживачів, відключення і наступне включення подачі газу в цілому на підприємстві, первинне заповнення резервуарів зрідженим газом на ГРП, ГНС, АГЗС, АГЗП.

У плані робіт вказуються: послідовність проведення робіт; розміщення працівників; потреба в механізмах і пристосуваннях; заходи, що забезпечують безпеку проведення робіт; особи відповідальні за проведення кожної газонебезпечної роботи, за загальне керівництво і координацію робіт.

До плану робіт і наряду-допуску додається виконавче креслення або його копія із вказівкою місця і характеру зробленої роботи. Перед початком проведення газонебезпечних робіт особа, відповідальна за їх проведення, повинна перевірити відповідність виконавчого креслення або копії фактичному розташуванню об'єкта на місці.

Обов'язково повинні бути вжиті заходи по попередженню і зменшенню дій на працюючих небезпечних й шкідливих виробничих факторів, які можуть з'явитися при виконанні газонебезпечних робіт (зняття тиску, зменшення можливості джерел іскроутворення та ін.).

Перед початком газонебезпечної роботи, проведеної по наряду-допуску, відповідальний за її проведення зобов'язаний проінструктувати всіх працюючих на робочому місці про необхідні міри безпеки.

Після цього кожний працівник, що одержав інструктаж, повинен розписатися в наряді-допуску.

Місце проведення газонебезпечних робіт, які пов'язані з можливістю виділення пожежовибухонебезпечних і шкідливих речовин, повинне бути позначене (обгороджено), а при необхідності виставлені пости з метою обмеження доступу сторонніх осіб у небезпечну зону.

Перед початком газонебезпечних робіт і на увесь час їх проведення в зоні газонебезпечних робіт на видному місці вивішують плакат "Газонебезпечні роботи", який знімають після їх закінчення за згодою відповідального за проведення робіт.

У період підготовки до газонебезпечних робіт перевіряють наявність і справність засобів індивідуального захисту, інструментів, пристосувань, стійкість і надійність кріплень переносних сходів.

Про готовність об'єкта і виконуючих газонебезпечні роботи повинне бути сповіщене газорятувальну службу (службу охорони праці).

Без підтвердження можливості проведення робіт представником вказаної служби початок робіт забороняється.

16.3. Проведення газонебезпечних робіт

Газонебезпечні роботи проводяться обов'язково *під керівництвом фахівця*, за винятком приєднання без застосування зварювання до діючих газопроводів низького тиску вводів діаметром не більше 50 мм, приєднання або від'єднання без застосування зварювання окремих побутових газових приладів, введення в експлуатацію індивідуальних ГБУ, проведення ремонтних робіт без застосування зварювання і газового різання на газопроводах низького і середнього тисків діаметром не більше 50 мм, наповнення ЗВГ резервуарів і балонів у процесі їх експлуатації, огляду, ремонту і вентиляції колодязів, перевірки і видалення конденсату з конденсатозбірників, зливу залишків, що не випарувалися, ЗВГ з резервуарів і балонів, заправки газобалонних установок автомашин, технічного обслуговування внутрішніх газопроводів і газовикористовуючих установок, у тому числі ГРП, ГНС, АГЗС і установок ЗВГ, а також обслуговування діючих приладів і апаратів у житлових і громадських будинках.

А також без керівництва спеціаліста допускається виконання газонебезпечних робіт, зазначених в спеціально розробленому переліку газонебезпечних робіт підприємства.

Газонебезпечні роботи повинні виконуватися бригадою в складі не менше 2 працівників. Введення в експлуатацію індивідуальних ГБУ, технічне обслуговування газового устаткування житлових і громадських будинків (у тому числі і домових регуляторів тиску), а також окремих газових приладів апаратів у житлових будинках можуть виконуватися одним працівником.

Допускається СППГ робити технічний огляд ГРП, які розташовані в окремих будівлях, вбудованих і прибудованих до будов з відокремленим входом, одним працівником за інструкцією, яка містить додаткові заходи безпеки.

Огляд ГРП, обладнаних системами телемеханіки, розміщених у шафах, на відкритих площадках, а також ГРУ може проводитися одним працівником.

Ремонтні роботи в колодязях, тунелях, траншеях і котлованах глибиною понад 1м, колекторах і резервуарах повинні виконуватися бригадою не менше ніж із трьох працівників.

У процесі проведення газонебезпечної роботи всі розпорядження повинні даватися особою, відповідальною за роботу.

Інші посадові особи і керівники, що беруть участь у проведенні роботи, можуть давати вказівки працівникам тільки через відповідального за проведення даної роботи.

Газонебезпечні роботи виконуються, як правило, у денний час. Роботи з локалізації аварій виконуються в будь-який час доби в присутності і під безпосереднім керівництвом керівника або фахівця.

16.4. Особливості розповсюдження газу у ґрунті при витоках на підземних газопроводах

Лабораторні дослідження, проведені в ряді газових господарств міст України, показують, що швидкість поширення (фільтрації) і знаходження газу в ґрунті коливається від 1 до 4 метрів у годину в залежності від складу ґрунту (глина, пісок, насипний ґрунт і т.д.), його стану (ступеня вологості і

промерзання), глибини закладення газопроводів, а також від робочого тиску газу в підземному газопроводі.

Спираючись на закордонний досвід, декілька прикладів поширення газу в ґрунті при ушкодженні газопроводів можна сказати, що природний газ, який легше повітря, виходить через ушкодження газопроводу і лійкоподібно підіймається на поверхню. Кількість газу, що вийшов, тип ґрунту, його стан і стан поверхні визначають розміри лійки поширення. Газ, що піднімається, дифундує на поверхню, де може бути виявлений чуттєвими приладами. На рис. 3.7 приведений приклад поширення газу при малій лійці.

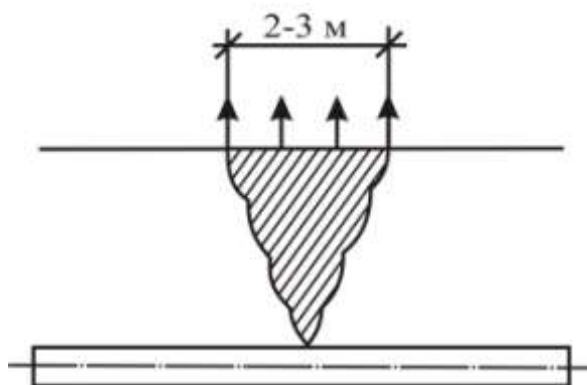


Рис. 3.7 - Лійка поширення газу при газопроникному ґрунті без твердого покриття

Така картина спостерігається при малій кількості витікаючого газу в проникному ґрунті. Неукріплена поверхня ґрунту приводить до невеликої лійки поширення (2-3 м), дифузія на поверхні - рівномірна, що дозволяє легко знайти і локалізувати місце витоку.

На рис. 3.8 показана така ж лійка витоку газу, як і на рис. 3.7, але з твердим покриттям ґрунту. Тут укріплена поверхня ґрунту сповільнює дифузію, розростання лійки "ширше", але дифузія усе ще рівномірна і дефект газопроводу, як правило, завжди в центрі лійки. Якщо виходить велика кількість газу через відносно газонепроникний ґрунт із досить щільною поверхнею, то в ґрунті накопичується більша кількість газу. Внаслідок цього дифузія відбувається на більшій площі, радіус лійки може досягати десятків метрів, однак і в цьому випадку дифузія ще рівномірна, якщо поверхня не ушкоджена. Така картина може спостерігатися в зимовий період при промерзанні ґрунтів.

На рис. 3.9, як і на рис. 3.8, показано приклад виходу великої кількості газу через відносно газонепроникний ґрунт із досить щільною

поверхнею, однак ґрунт має порушення щільності (ділянки свіжого заповнення, виконання земляних робіт до прокладки газопроводу, неоднорідність ґрунту і т.д.), а поверхня має тріщини (наслідок осадження ґрунту, виникнення тріщин у дорожньому покритті і т.д.). Тут поряд з дифузією має місце яскраве виражена "вентиляція" газу в зруйнованому ґрунті свіжого заповнення (зона А) і осадкових тріщин на дорозі (зона В). Векторами різної величини показано різні по кількості виділення газу на поверхні покриття. Осторонь від місця витoku газу на газопроводі в більш проникних місцях концентрація газу буде більша, ніж безпосередньо над місцем дефекту. В зоні лійки показання концентрації газу різні і визначити місце витoku на газопроводі є більш складною задачею, чим у попередніх двох прикладах.

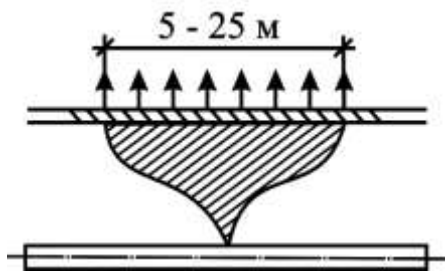


Рис. 3.8 - Лійка поширення газу при відносно газонепроникному ґрунті і щільній поверхні

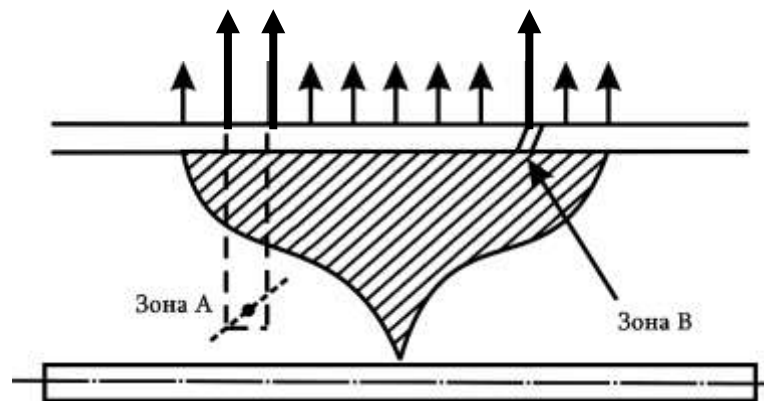


Рис. 3.9 - Лійка поширення газу при відносно газонепроникному ґрунті і поверхні з порушеннями щільності

Якщо витік газу спостерігається у щільному ґрунті наприклад, з домішками глини або інших твердих включень, зона поширення газу буде більше, і форма виходу його на поверхню не буде мати обрису кола. Важкі глинисті ґрунти, у максимальному ступені перешкоджаючи виходові газу на поверхню, одночасно сприяють тому, що в пошуках цього виходу газ може проникнути на велику відстань, намагаючись обійти зону щільних і важких ґрунтів, як з боків, так і знизу. Величезну "послугу" газу може зробити будь-яка пустотіла підземна комунікація, що проходить через зону щільних ґрунтів. Але іноді глинисті ґрунти можуть зробити і позитивний вплив на витік газу, закупуваючи його як би в кам'яному «мішку» (у силу висушуючої дії газу на ґрунт і «спікання» його у тверду непроникну оболонку).

На рис. 3.10 відображено поширення витoku газу при неоднорідній щільності ґрунту.

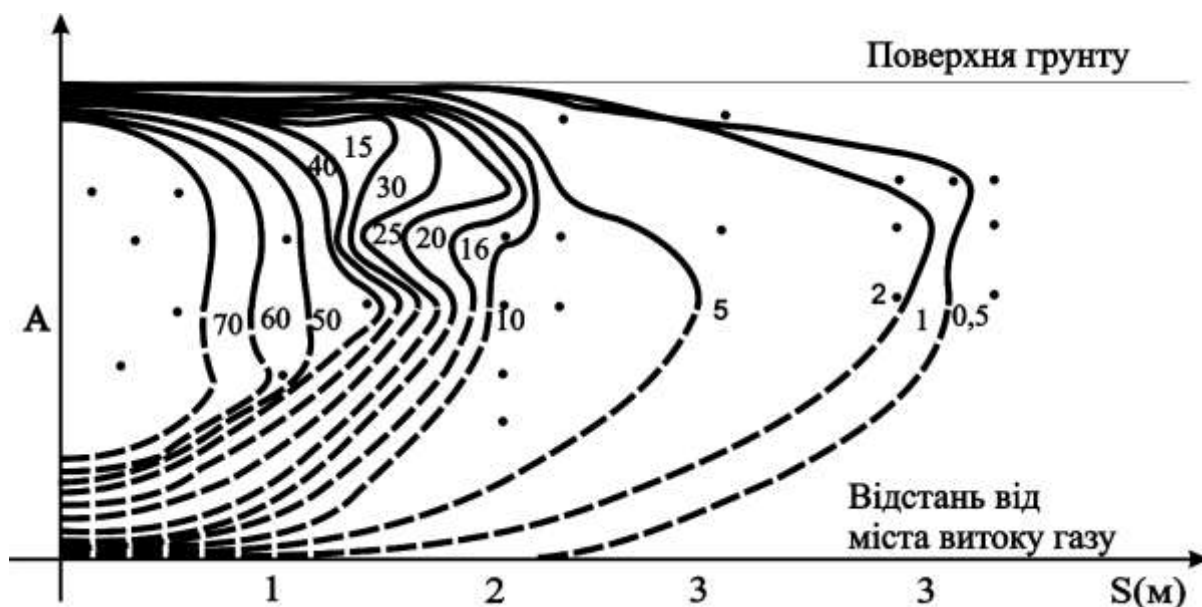


Рис. 3.10 - Поширення газу при неоднорідній щільності ґрунту

«Пляма» виходу газу на поверхню залежить від величини витоку і глибини закладення газопроводу. Чим глибше закладений газопровід де виявлено витік газу, тим більше діаметр «плями» його виходу. Наявність води в ґрунті перешкоджає рухові газу, значно звужуючи зону його поширення. У газопроводів низького тиску це може супроводжуватися проникненням води у середину газопроводів, що веде за собою зниженням, а іноді і повним припиненням подачі газу споживачам. На рис. 3.11 зображена зона поширення газу через 4 години після дощу.

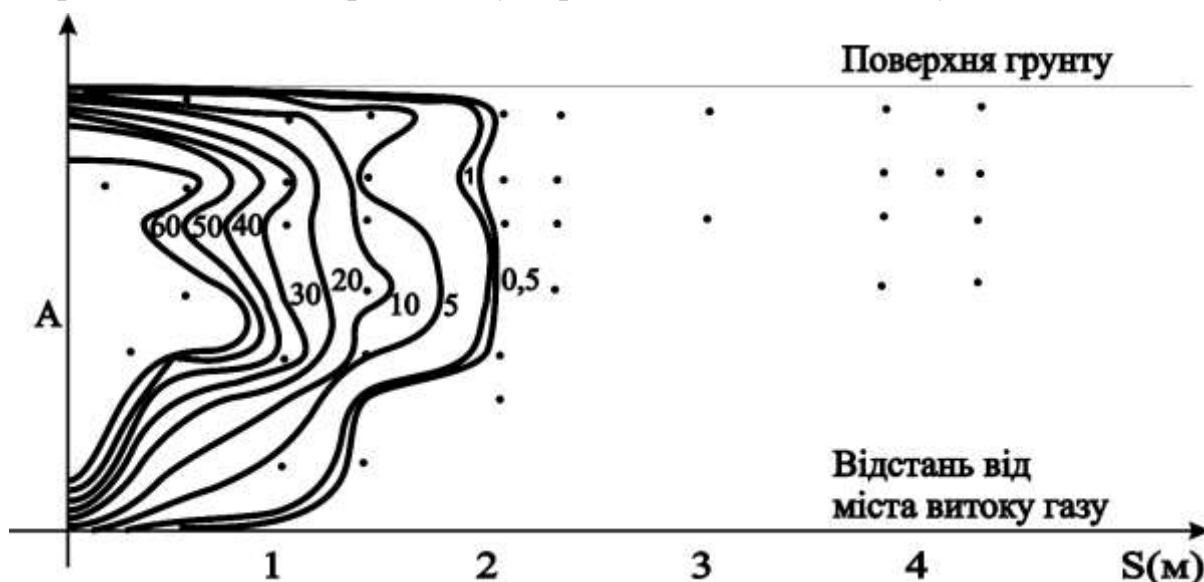


Рис.3.11 - Зона поширення газу через 4 години після дощу.

В усіх випадках ґрунт траншей (на місці прокладки підземних комунікацій) має меншу щільність у порівнянні з прилягаючим ґрунтом, не

потривоженим у процесі виконання земляних робіт. Найбільш сприятливі умови для поширення газу в ґрунті складаються при засипанні траншей піском або іншими пористими матеріалами (гравій, щебінь і т.д.). Таке становище зберігає свою силу протягом кілька років, від дня засипання траншеї після закінчення будівництва. Необхідно також пам'ятати, що в процесі будівельних робіт, наприклад у нових мікрорайонах, можуть спостерігатися випадки створення порожнеч або навпаки, місць з підвищеним опором щодо поширення газу в результаті смітника різного роду будівельних матеріалів, відходів, бетонних плит і т.д.

Промерзання ґрунту – один з дуже підступних і неприємних факторів, з яким приходиться зіштовхуватися у процесі пошуків місця витоку газу. Промерзлий ґрунт не дає газу вийти на поверхню землі і, згодом, в атмосферу. Тому газ починає шукати інші шляхи, поширюючи по ґрунті в різні сторони від місця витоку. Майже в будь-якому випадку, навіть при найбільшому промерзанні ґрунту, коли межа мерзлоти проходить значно нижче глибини закладення газопроводу, газ всерівно зберігає за собою хоча б невеликий прохід (тунель), по якому від місця витоку іде вниз (під шар мерзлоти). Потім уже під цим шаром починає шукати собі дорогу в різні сторони (у залежності від щільності ґрунту), нерідко при цьому потрапляючи в пустотні комунікації. На рис. 3.12 показано зону поширення газу при замерзлій поверхні ґрунту.

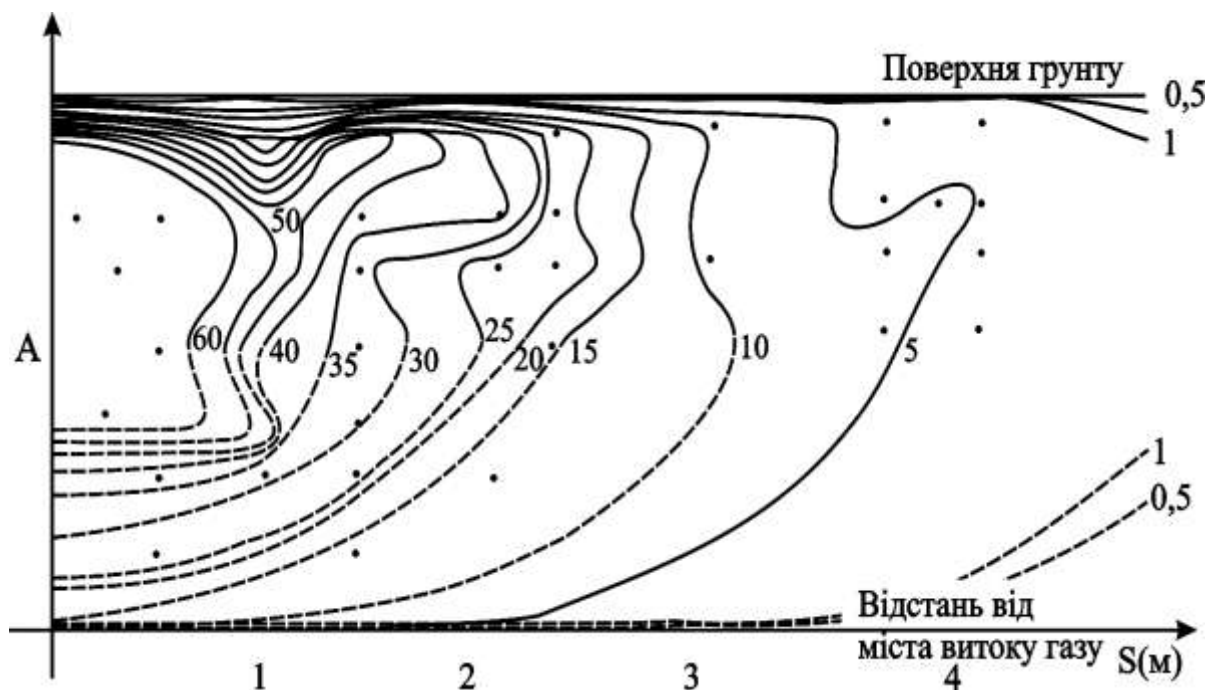


Рис. 3.12 - Зона поширення газу при замерзлій поверхні ґрунту.

Необхідно відзначити, що земля глибше промерзає під асфальтом, чим під тими ділянками, що покриті травою і снігом. На рис. 3.13 видно, як поширюється газ при пухкому сніговому покриві товщиною 10 см.

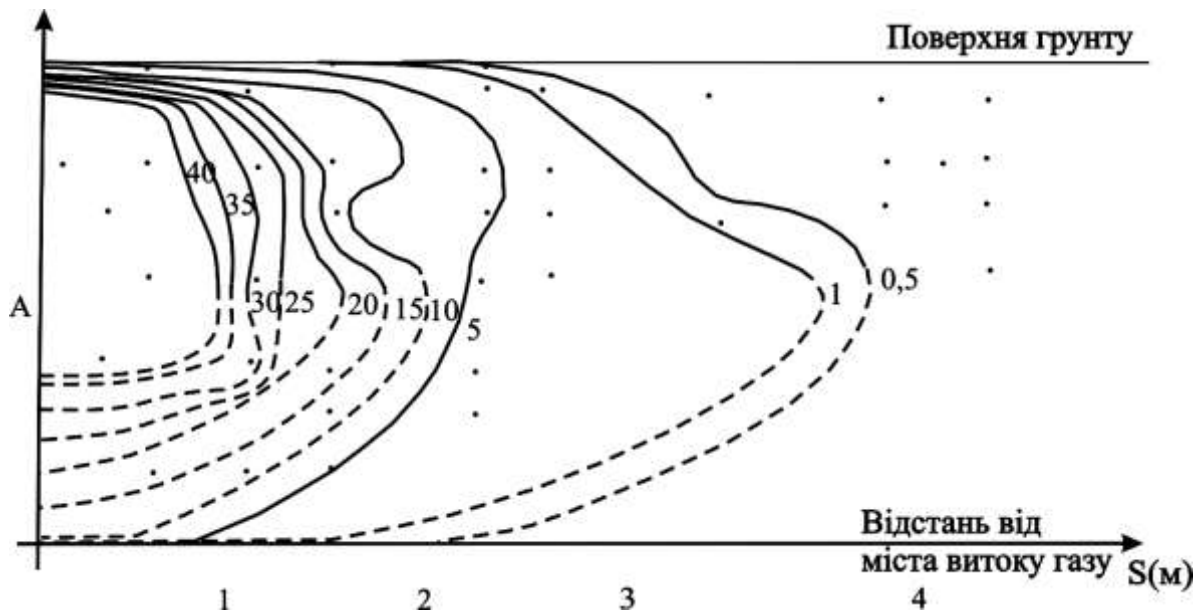


Рис. 3.13 - Зона поширення газу при пухкому сніговому покриві.

Це варто враховувати при перевірці загазованості у свердловин або при їхній закладці в процесі пошуку місця витоку. Крім того, до уваги береться те, що:

1) ґрунт, просочений водою, промерзає швидше і глибше сухого ґрунту, причому в першому випадку він представляє собою моноліт, зовсім не прохідний для газу, у той час як у другому випадку в ньому можуть залишатися деякі можливості для проникнення газу між окремими (навіть замерзлими) ділянками;

2) у випадку проходження теплотраси через промерзлий ґрунт газ без особливих зусиль поширюється в напрямку даної комунікації. Для газу не має значення, як прокладена теплотраса: в каналі чи ні; він може йти як по каналу, так і поруч з ним по поталому ґрунту. Але не виключена можливість того, що він знайде максимально легкий шлях для розповсюдження.

В процесі пошуку місця витоку газу необхідно постійно пам'ятати, що пустотні підземні комунікації (телефон, каналізація теплотраси), сприяючи максимальному поширенню газу від місця його витоку в сторони від самої підземної комунікації через нещільність стінок в силу того, що в зазначених комунікаціях нерідко створюється (хоча і невеликий) надлишковий тиск. Наприклад, якщо газ проник у каналізацію,

то у випадку закладення свердловин точно по її трасі навіть на глибину порядку 1м можна майже завжди знайти сліди газу в ґрунті. Однак на підставі цього не слід робити висновки про близьке місцезнаходження витoku газу з підземного газопроводу. Чим більший тиск може створити газ, що проникнув у комунікацію, тим більше з'являється можливість для його поширення в різні сторони по ґрунті. У тім і полягає підступництво підземних комунікацій, що місця витoku газу з підземного газопроводу на перший погляд, досить непомітні, тому що підземна комунікація забирає на себе (поглинає) і веде його убік, розподіляючи при цьому в ґрунт по всій довжині своєї траси (рис.3.14)

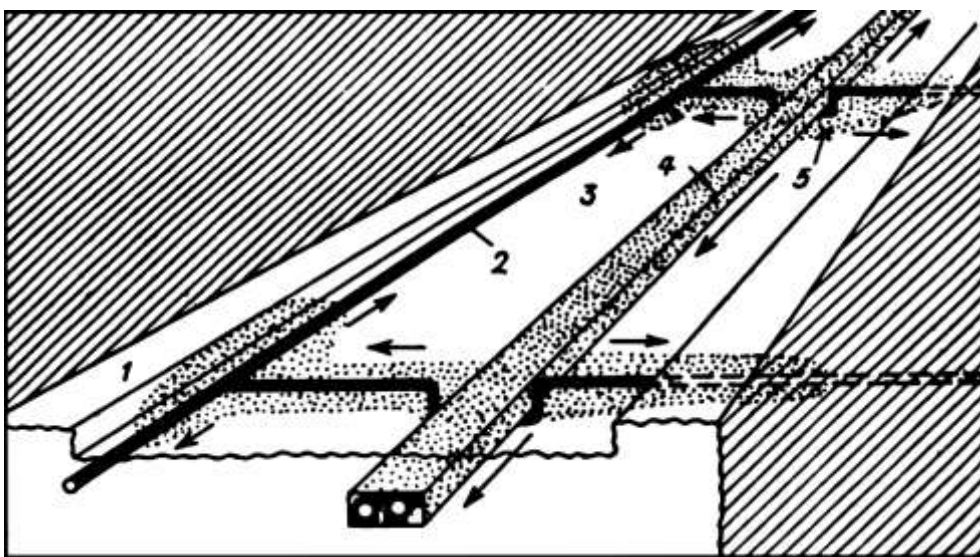


Рис. 3.14 - Поширення газу по ґрунті і підземних комунікаціях

Зазвичай вважають, що свердловини (ямки) містять найбільшу концентрацію газу, якщо вони розташовані поблизу місця витoku газу ніж ті місця, що розташовані біля «плями» виходу газу з ґрунту на поверхню.

Принцип пошуку витoku газу заснований на такій підставі, не завжди вірний.

Більш віддалені від місця витoku в свердловині в порівнянні з «центральною» (більш близькою) завжди покажуть на дні концентрацію газу меншу, тому що газ легше повітря і при поширенні по ґрунті до країв «плями» прагне як би «спливати» на поверхню. Якщо кілька свердловин показують на дні майже рівні концентрації, то про місце витoku варто судити по пробах, узятим безпосередньо у устя. У цьому випадку проба з найбільшою концентрацією, що наближається по своїй величині до донної, лежить ближче до місця витoku (рис.3.15).

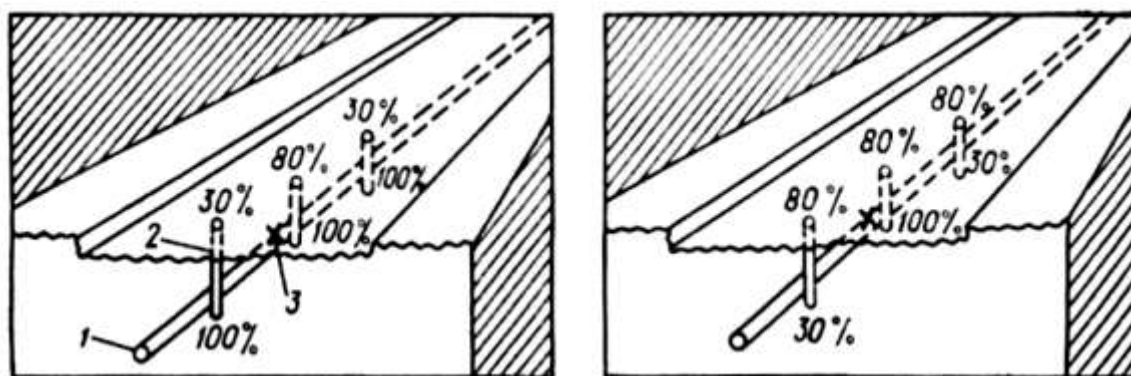


Рис.3.15 - Місце знаходження газу в свердловині

У будь-якому випадку необхідно пам'ятати, що свердловини, після вилучення з них першої проби газу, зберігають свою здатність до видачі газу в атмосферу на первісному рівні. Тому потрібен час інтенсивного виходу газу з устя свердловини, який складає, як правило, 10 – 15 хв, а при дуже сильній загазованості ґрунту: 30 – 45 хв.

16.5. Організація газонебезпечних і вогневих робіт у котлованах і колодязях по приєднанню новозбудованих газопроводів до діючої системи газопостачання (врізка) й первинному пуску газу на об'єкт

Огляд ГРП, обладнаних системами телемеханіки, розміщених у шафах, на відкритих площадках, а також ГРУ може здійснюватися одним працівником.

В процесі проведення газонебезпечної роботи всі розпорядження повинні даватися особою відповідальною за роботу.

Інші посадові особи та керівники, що беруть участь у проведенні роботи, можуть давати вказівки працівникам тільки через відповідального за проведення даної роботи.

Газонебезпечні роботи виконуються, як правило, у денний час.

Роботи з локалізації аварій виконуються в будь-який час доби в присутності й під безпосереднім керівництвом керівника або фахівця.

При ремонтних роботах у загазованому середовищі повинні застосовуватися інструменти з кольорового металу, що виключає можливість іскроутворення.

Інструменти та пристосування із чорного металу повинні бути обміднені або рясно змазані солідолом.

Ремонтні роботи в колодязях, тунелях, траншеях і котлованах глибиною не більше 1м, колекторах та резервуарах повинні виконуватися бригадою не менше ніж з трьох робітників.



Рис. 3.16 - Газонебезпечні роботи в колодязях



Рис. 3.17 - Газонебезпечні роботи в колодязях

Замкненим, важкодоступним простором (приміщенням) вважається простір, що обмежений поверхнями, що має люки (лази) та ускладнений природний обмін повітря, а також в якому у зв'язку із маленьким розміром ускладнене виконання робіт.



Рис. 3.18 – Замкнені важкодоступні простори

У колодязях, що мають перекриття, тунелях, колекторах, технічних коридорах, ГРП і на території ГНС, ГНП, АГЗС, АГЗП не допускається проведення зварювання й газового різання на діючих газопроводах без відключення й продувки їх повітрям або інертним газом. При відключенні газопроводів після запірних пристроїв повинні встановлюватися інвентарні заглушки.

Перед початком зварювання або газового різання в колодязях, котлованах і колекторах повинна проводитися перевірка повітря на наявність горючих газів. Об'ємна частка газу в повітрі не повинна перевищувати 1/5 НПВ.

При зниженні тиску нижче 40 даПа (40 мм вод. ст.) і підвищенні його понад 150 даПа (150 мм вод. ст.) різку або зварку варто припинити.

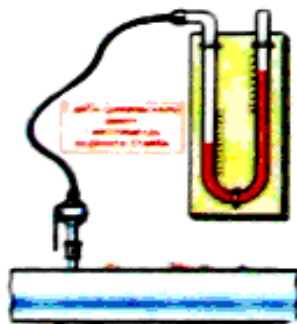
Для контролю за тиском у місці проведення робіт повинен встановлюватися або використатися манометр, розміщений на відстані не більше 100 м від проведення робіт.

При газовому різанні або зварюванні на діючих газопроводах, щоб уникнути утворення великого полум'я, місця виходу газу повинні замазуватися глиною з азбестовою крихтою.

ЗВАРНІ РОБОТИ В КОТЛОВАНІ



Перед зваркою (газовою різкою) в котловані з діючим газопроводом перевірте повітря на загазованість (приклад ПГФ-2М)



Вогневі роботи дозволяються при тиску газу від 40 до 200 даПа. Тиск перевіряють U-подібним манометром у весь час робіт



Язик полум'я в місці витоку газу зменшують, замазуючи глиною розріз в тілі труб діючого газопроводу

Рис. 3.19 – Зварні роботи в котловані

Розкриття і заміна встановленого на зовнішніх і внутрішніх газопроводах устаткування (арматури, фільтрів, лічильників, і т.д.) повинні робитися на відключеній ділянці газопроводу.

Після вимикаючих пристроїв, по ходу газу, повинні встановлюватися інвентарні заглушки.

Набивання сальників запірної арматури, розбирання нарізних сполучень конденсатозбірників на зовнішніх газопроводах середнього й високого тиску допускаються при тиску газу не більше 0,1 МПа (1 кгс/см²).

Заміна прокладок фланцевих з'єднань на зовнішніх газопроводах допускається при тиску газу в газопроводі 40-150 даПа (40-150 мм вод.ст.).

Розбирання фланцевих, нарізних сполучень і арматури на внутрішніх газопроводах будь-якого тиску повинне робитися на відключеній і заглушеній ділянці газопроводу.

Усунення в газопроводах крижаних, смоляних, нафталінових, і інших закупорок шляхом шурування (металевими неіскроутворюючими шомполами), заливання розчинників або подачі пари дозволяється при тиску газу в газопроводі не більше 500 даПа (500 мм вод.ст.). Застосування відкритого вогню для відігрівання газопроводів у приміщеннях забороняється.

При усуненні закупорок у газопроводах повинні застосовуватися міри, що максимально зменшують вихід газу з газопроводів.

Роботи повинні проводитися в шлангових або ізолюючих протигазах. Випуск газу в приміщення забороняється.

Первинний пуск газу на об'єкт

Приєднання нових газопроводів до діючих і пуск газу - це газонебезпечні роботи, які виконуються спеціально підготовленим персоналом.

Газопроводи при пуску повинні продуватися газом до витиснення всього повітря. Закінчення продувки визначається аналізом або спалюванням проб, що відбирають. При цьому вміст кисню в газі не повинен перевищувати 1%, а згоряння газу повинне відбуватися спокійно, без ударів.

Закінчення робіт з пуску газу відзначається в наряді на газонебезпечні роботи, що додається до виконавчо-технічної документації й зберігається разом з нею.

Технологічні особливості виконання газонебезпечних робіт

Приєднання до діючих газопроводів новопобудованих газопроводів і об'єктів (врізка) робиться тільки за умови пуску газу в ці газопроводи та об'єкти.

Приєднання до діючих газопроводів всіх тисків повинне робитися без припинення подачі газу споживачам із застосуванням спеціальних пристроїв.

Зниження тиску газу в діючому газопроводі при виконанні робіт із приєднання до нього нових газопроводів повинне робитися за допомогою вимикаючих пристроїв або регуляторів тиску.

Щоб уникнути підвищення тиску газу на цій ділянці газопроводу, можливо, використати наявні скидні газопроводи або встановлювати новий скидний трубопровід із вимикаючим пристроєм. Газ, що скидається, повинен спалюватися.

Тиск повітря в газопроводах, що приєднуються, повинен зберігатися до початку робіт з їх приєднання або пуску газу.

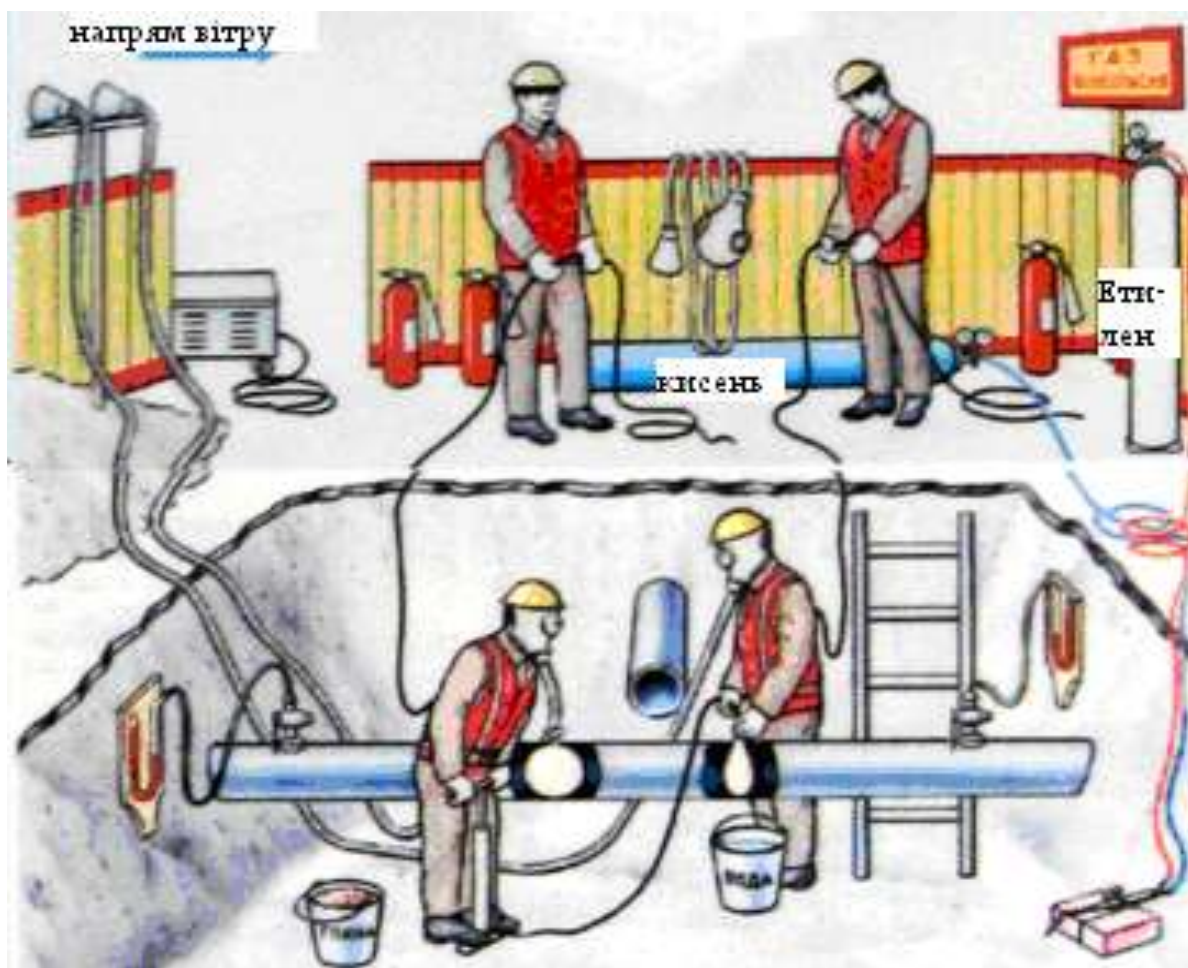


Рис.3.20 - Приєднання до діючих газових мереж зі зниженим тиском газу

Врізки газопроводів у діючі газопроводи варто робити по спеціальних інструкціях, які розроблені підприємствами газового господарства.

Після врізки відгалужень в діючий газопровід з'єднання повинні перевірятися на щільність приладовим методом або мильною емульсією.

Всі газопроводи та газове обладнання перед їх приєднанням до діючих газопроводів, а також після ремонту повинні піддаватися зовнішньому огляду й контрольному опресуванню бригадою, яка проводить пуск газу.

Контрольне опресування виконується повітрям або інертним газом.

Зовнішні газопроводи всіх тисків підлягають контрольному опресуванню тиском 0,1 МПа (1 кгс/см²).

Падіння тиску не повинне спостерігатися протягом 10 хв.

Контрольне опресування внутрішніх газопроводів промислових і сільськогосподарських підприємств, котелень, підприємств, комунально-побутового обслуговування населення виробничого характеру, а також устаткування й газопроводів ГРП (ГРУ), ГНС, ГНП, АГЗС, АГЗП повинне проводитися тиском 0,01 МПа (1000 мм вод. ст.).

Падіння тиску не повинне перевищувати 10 даПа (10 мм вод. ст.) за 1 годину.

Контрольне опресування внутрішніх газопроводів і газового устаткування житлових і громадських будинків повинне проводитися тиском 0,005 МПа (500 мм вод. ст.).

Падіння тиску не повинне перевищувати 20 даПа (20 мм вод.ст.) за 5хв.

Резервуари ЗВГ, газопроводи обв'язки резервуарних і групових балонних установок повинні випробовуватися тиском 0,3 МПа (3 кгс/см²) протягом 1 години.

Результати контрольного опресування вважаються позитивними при відсутності видимого падіння тиску на манометрі й витоків, виявлених приладом або за допомогою мильної емульсії.

Випробування систем газопостачання

Проводять випробування після установки вимикаючої арматури і контрольно-вимірювальних приладів.

Якщо прилади та арматура не розраховані на іспитовий тиск, замість них на період випробувань установлюють котушки, заглушки або пробки.

Тривалість витримування газопроводу під тиском при випробуванні на міцність повинна бути не менш 1 години, після чого тиск знижують до норми, установлені для випробування на щільність і оглядають газопровід і арматуру.

Контрольні питання

1. Що таке газонебезпечні роботи?
2. Перелічіть підготовчі роботи та розкажіть про виконання газонебезпечних робіт.
3. Від чого залежить швидкість розповсюдження газу в ґрунті?
4. Розкажіть про витоки газу в ґрунтах без твердого покриття, з щільною поверхнею та порушенням щільності поверхні ґрунту.
5. Розкажіть про зону поширення газу при замерзлій поверхні ґрунту та при пухкому сніговому покриві.
6. Як розповсюджується газ у ґрунті й підземних комунікаціях у залежності від тиску газу в газопроводах (в/т, с/т, н/т)?
7. Концентрація газу у свердловинах.
8. Розкажіть порядок виконання робіт із складанням наряду-допуску на газонебезпечні роботи та без нього.
9. Порядок складання плану проведення газонебезпечних робіт та контроль за його виконанням.
10. Розкажіть про підключення заново побудованого або реконструйованого газопроводу до діючого газопроводу (врізка).
11. Розкажіть про виконання газонебезпечних робіт при первинному пуску газу в газопроводи та ГРП.
12. Розкажіть про виконання газонебезпечних робіт при пуску газу в житловий будинок або КПО.
13. Розкажіть про особливості робіт у газових колодязях або прямках (котлованах).
14. Виконання газонебезпечних робіт при технічному обстеженні газопроводів та при технічному обслуговуванні ЕХЗ.

ТЕМА 17. СКЛАДОВІ КОМПЛЕКСНОГО ПІДХОДУ ДО КЕРУВАННЯ НАДІЙНІСТЮ ГАЗОВИХ МЕРЕЖ

17.1. Динаміка відмов та фактори зниження відмов систем газопостачання. Організація робіт з ремонту газопроводів

17.1.1. Динаміка відмов систем газопостачання в різні періоди

Багаторічний досвід експлуатації об'єктів газового господарства показує, що найбільш великі аварії з важкими наслідками виникають через несвоєчасне виявлення й усунення витоків газу на підземних газопроводах.

В системі газопостачання міста завдяки несприятливим факторам можуть виникнути відмовлення в роботі системи газопостачання з відключенням споживачів - у цьому випадку їм наноситься матеріальний і моральний збиток. Зі збільшенням системи розподільних газопроводів надійність системи падає. Разом з тим, вимоги до надійності системи ростуть, але різко зростає економічний і соціальний збиток, викликаний відмовленням.

Розподільні системи газопостачання - це споруди тривалого користування, які піддаються старінню, тому зі збільшенням терміну експлуатації відмовлення системи зростають.

Досвід підтверджує, що вирішення проблеми безпеки житлових будинків, споруд, розташованих поблизу підземних газопроводів, є першорядною задачею і силами тільки одних газових господарств вирішити її неможливо.

Газові господарства на стадії експлуатації повинні передбачати заходи щодо контролю за станом системи газопостачання з метою проведення технічної діагностики і підтримування мереж, споруд на них і устаткування в технічно справному стані. Аналогічна задача повинна стояти і перед власниками житлового фонду, комунально-побутових об'єктів і промислових підприємств. Особливої уваги потребують останні, де електротранспорт є джерелом блукаючих струмів (трамвай, залізниця, метрополітен).

З'являються додаткові проблеми безпечної експлуатації газопроводів, викликані новим будівництвом, реконструкцією і розширенням населених пунктів, в таких випадках газопроводи, прокладені багато років тому попадають у зону нової забудови. Існуючими нормами відстань від

газопроводу високого тиску до фундаменту будинків повинна бути 10 м, що при відмовленні газопроводу великого діаметра з виходом газу в атмосферу може привести до великого матеріального збитку. Тому проектним організаціям необхідно при проектуванні враховувати ці обставини, передбачаючи або збільшення відстаней від газопроводів до фундаментів будинків, або винос газопроводів за межі забудов.

Таблиця 3.3 - Динаміка надходження заявок в САВР великого міста за 10 років.

Рік	Загальна кількість заявок	Всього витоків	На внутрішньобудинкових газопроводах	На вводах	На підземних газопроводах
1	2	3	4	5	6
1994	5828	3414	2321	823	170
1995	7843	4712	2574	1741	269
1996	6768	4348	2617	1384	245
1997	5004	2997	1985	791	144
1998	6892	4176	2353	1401	306
1999	8832	5957	3595	1940	301
2000	9401	6399	3923	2075	302
2001	8847	5764	3610	1819	237
2002	8622	5238	3247	1781	147
2003	8481	5026	3448	1298	178

Таблиця 3.4 - Динаміка надходження заявок у САВР великого міста протягом року.

Місяць	Загальна кількість заявок	Всього витоків	На внутрішньобудинкових газопроводах	На вводах	На підземних газопроводах
1	2	3	4	5	6
Січень	1067	721	525	157	22
Лютий	785	540	360	130	40
Березень	672	423	278	89	35
Квітень	802	558	376	145	26
Травень	667	386	247	118	8
Червень	618	347	195	130	12
Липень	589	372	222	112	25
Серпень	660	423	250	151	9
Вересень	571	330	229	72	16
Жовтень	777	476	340	106	7
Листопад	975	607	461	130	8
Грудень	1268	761	434	197	18
Разом за рік	9451	5944	1017	1537	226

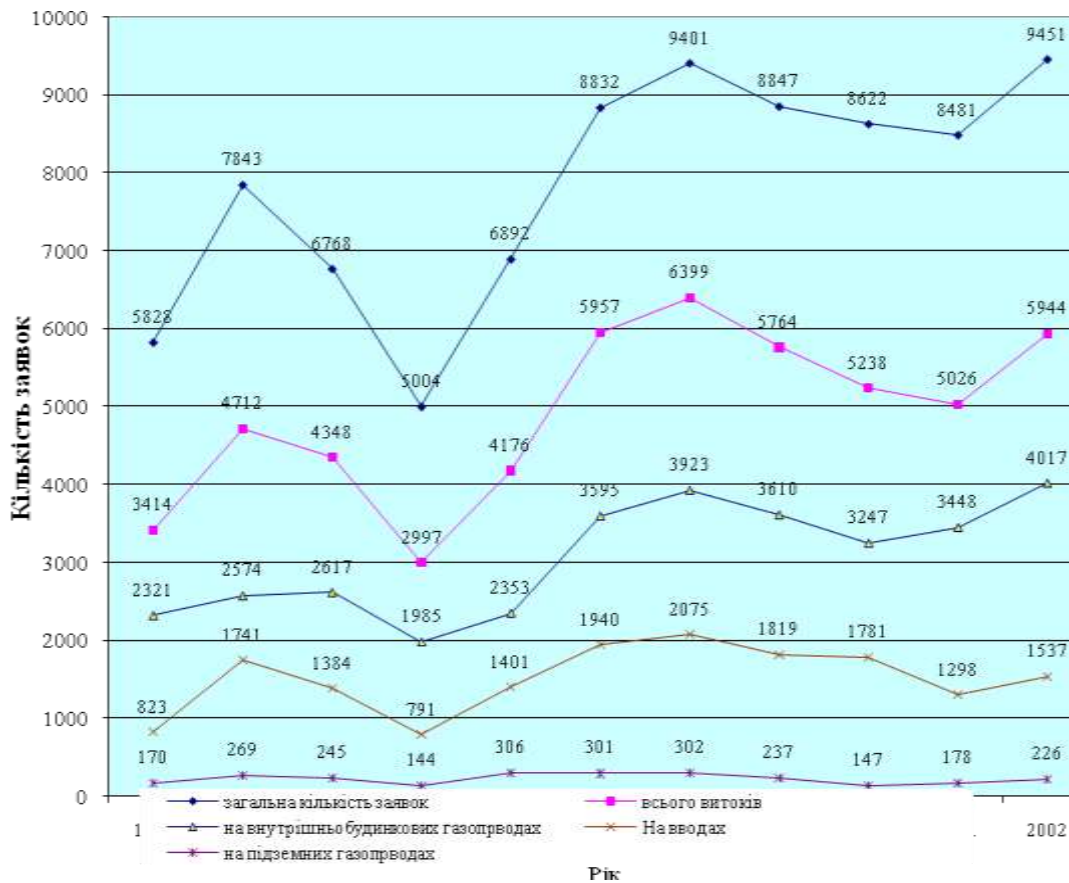


Рис.3.21 - Аналіз заявок за 10 років у великому місті

Незважаючи на заходи, які упереджують виникнення аварій, вони трапляються і навіть дуже часто.

Динаміка надходження заявок у службу аварійно-відбудовних робіт (САВР) великого міста за 10 років приведена у табл.3.3.

В таблиці 3.4 відбита динаміка надходження заявок у САВР великого міста протягом одного року.

Аналіз вищенаведених статистичних даних (рис.3.21) показує ріст числа витоків газу за останні 10 років, що пояснюється тривалим терміном експлуатації систем газопостачання великого міста і її старінням.

Кількість витоків газу зростає в зимові місяці і має мінімальне значення в літній період.

Аналіз заявок (рис.3.22) по витокам газу в даному випадку розглядається на прикладі обстеження підземних газопроводів. Аналіз усіх витоків (рис. 3.23) за останні 5 років показує, що більше 60 % їх сталося через корозію, 10 % - через механічні ушкодження, 30 % - через ушкодження на зварювальних стиках.

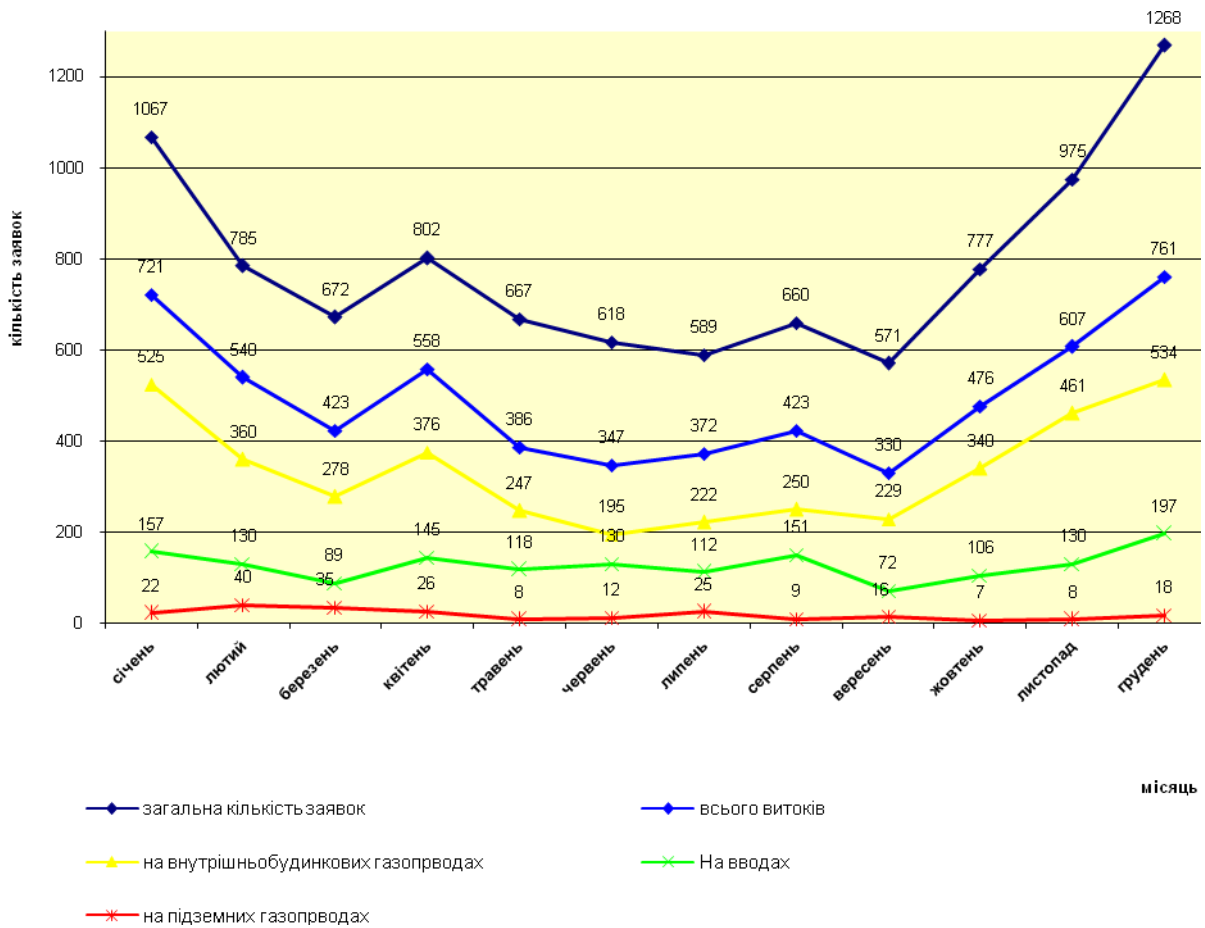


Рис. 3.22 - Аналіз заявок протягом року

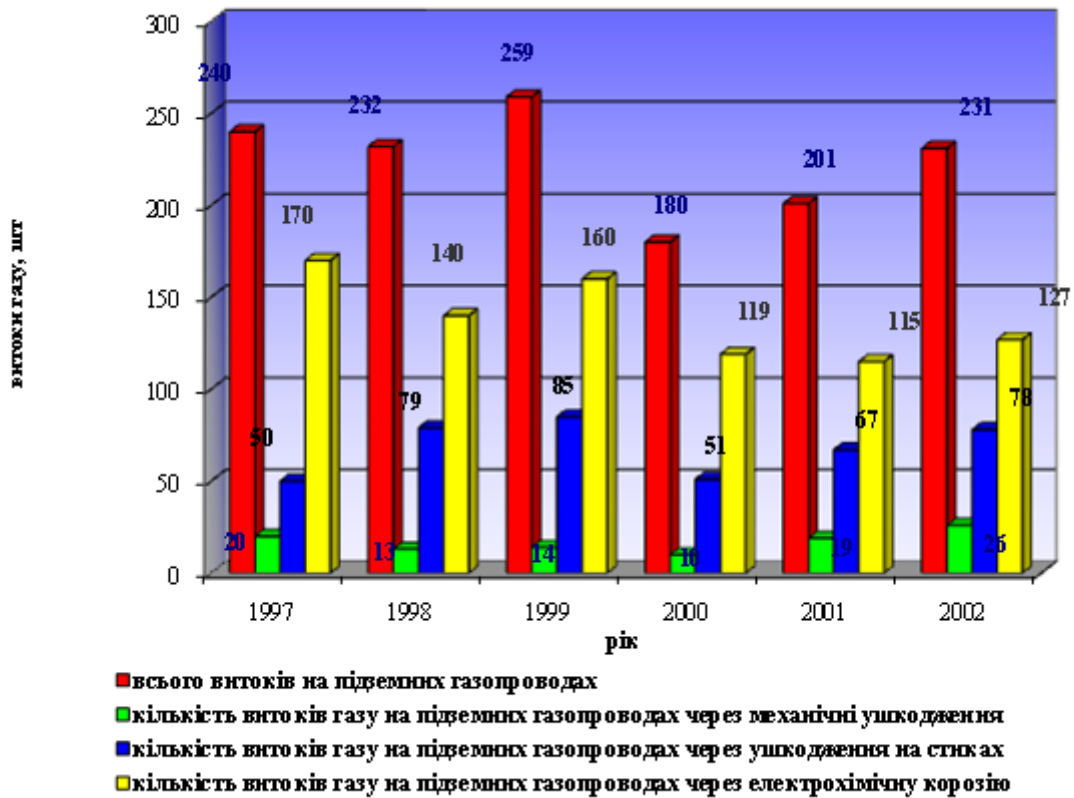


Рис.3.23 - Аналіз витоків газу на підземних газопроводах у великому місті.

17.1.2. Відмова систем газопостачання із-за ушкоджень

Спеціалізовані підприємства з газопостачання та газифікації (СПГГ) повинні сконцентрувати свою увагу на проведенні цілого комплексу заходів разом із проектними, будівельно-монтажними організаціями, органами місцевого самоврядування і житловими органами для поліпшення стану на газопроводах.

Причин, що викликають витіки газу на підземних газопроводах, декілька. Розглянемо найбільш характерні з них.

Електрохімічна корозія металу труб, в тих місцях, де газопроводи знаходяться в анодній зоні і де існують ушкодження ізоляційного покриття газопроводу.

Ушкодження ізоляційного покриття можуть виникнути:

- при будівництві - від механічних ушкоджень, при транспортуванні і монтажі газопроводів або при неякісній підготовці подушки під трубопровід;
- в процесі експлуатації внаслідок механічного і хімічного впливу ґрунту, ґрунтових вод, а також дефектів ізоляції, пов'язаних з порушенням технології при виготовленні і нанесенні ізоляційного покриття (відсутність адгезії при порушенні технологічних режимів або неякісного очищення поверхні труби, порушень технології приготування мастики та ін.).

Ушкодження підземних газопроводів електрохімічною корозією виявляють по витіках газу при розкритті газопроводів. Через порівняно повільну дію корозії ушкодження газопроводів зазвичай виявляють, коли вони ще не досягли великих розмірів, хоча є окремі випадки, коли їхні розміри досягають значної величини. Як правило, ліквідувати ушкодження ділянки через електрохімічну корозію можна локалізацією без відключення ушкодженої ділянки. І тільки великі наскрізні отвори (більш 20 мм) викликають необхідність негайного відключення частини газопроводу. Такі випадки можна вважати раптовими відмовленнями системи газопостачання.

Ізоляція підземних газопроводів піддається процесу старіння, що викликає розвиток електрохімічної корозії і, як результат, старіння всієї конструкції газопроводу, незважаючи на те, що газ, який транспортується, на процес старіння матеріалу труби не впливає. В результаті старіння ізоляції збільшується вплив корозійних процесів на матеріал (сталь)

газопроводу . Тому чим більший термін експлуатації газопроводу, тим імовірність відмовлення через електрохімічну корозію буде зростати.

Витоки газу, викликані електрохімічною корозією, збільшуються поступово в міру корозії тіла труби, тому ці витоки можна заздалегідь передбачати, виявляючи, у яких місцях корозійний ґрунт і утворилися анодні зони.

Проблемою витоків газу у великих містах в наслідок дії електрохімічної корозії є їхнє несвоєчасне виявлення за умов наявності великих площ асфальтних покриттів. Тому газ певний час під ними накопичується і, поширюючись під покриттям, виходить на поверхню на значній відстані від місця витoku. При цьому одорант фільтрується в ґрунті і визначити витік по запаху дуже важко. В такому випадку знайти витік газу можна тільки приладовим методом. Усе це приводить до того, що основний обсяг робіт по усуненню витоків приходить на відшукування місця, звідки виходить газ. Необхідно проводити шурфування в місці виявлення витoku для визначення напрямку вектора максимальної загазованості. Вектор загазованості спрямований у бік шурфу, у якому концентрація газу після дегазації залишається найбільшим. Аналогічна картина може спостерігатися в зимовий період при промерзанні ґрунту, коли місце витoku не збігається з виходом газу на поверхню.

Наступною причиною, що викликає витоки газу, є незадовільна якість зварювальних робіт. В результаті цих температурних напружень і динамічних навантажень відбувається розрив на підземних газопроводах, які неякісно зварені.

Прокладений у ґрунті газопровід піддається впливу зовнішніх сил, які викликають додаткові напруги в тілі труби, особливо в місцях стикових з'єднань. Механізм впливу зовнішніх факторів на газопровід дуже складний і не дозволяє однозначно визначити навантаження на трубу, а високий ступінь випадкових збігів впливу зовнішніх факторів може привести до виникнення напружень у тілі труби або звареному стику вище границі текучості, що викликає руйнування.

До зовнішніх впливів на газопровід, що носять випадковий характер, відносяться: прогин газопроводу при осаді ґрунту, температурні напруги, що виникають у зимово-весняний період, пучнистість ґрунтів, що викликає вигин газопроводу на прямолінійних ділянках і крутіння на поворотах.

Виходячи з вищесказаного, важливе значення для запобігання руйнування газопроводів здобуває якість зварених стиків. Загальновідомо, що міцність тіла якісно виконаного стику не уступає, а то і вище міцності тіла труби. Однак дефекти зварювання (виконаного в польових умовах), як то непровари, неякісне припасування стику, є концентраторами напружень, у результаті чого напруження в тілі звареного шва можуть перевищити в кілька разів напругу в тілі труби, і досягти величини, коли в тілі шва виникнуть пластичні деформації при ще пружній роботі труби. Це приводить до появи тріщин у звареному стику і наступному руйнуванні його уже в перші роки експлуатації або через кілька років.

Витоки газу, викликані розривом зварених стиків, виникають, як правило, раптово і тому їх важко вчасно виявити й усунути.

Наприклад, відбулася аварія на газопроводі низького тиску. Під впливом температурних напружень, через 18 років після введення в експлуатацію газопроводу відбувся розрив стику через дефект зварювального шва. Це привело до витоку газу з наступним вибухом газоповітряної суміші, у результаті чого був цілком зруйнований будинок, загинули люди.

Особливу небезпеку ці два види витоків газу представляють у зимовий період, тому що в зв'язку з замерзанням верхнього шару ґрунту погіршуються умови для виходу газу в атмосферу. Саме в цей період року може збільшитися кількість випадків проникнення газу в підвали будинків та інші інженерні комунікації.

Прикладом може служити аварія на газопроводі високого тиску $P = 0,6$ МПа, d (діаметр газопроводу) 325 мм, що відбулася 30 січня 1980 року в одному з селищ України. Через розрив неякісно звареного стику газ по підземним комунікаціям проникнув у підвальне приміщення негазифікованої середньої школи. Від електричної іскри при включенні вимикача газоповітряна суміш вибухнула, приміщення школи було цілком зруйновано, постраждали люди. Аналогічний випадок відбувся у великому місті, коли через розрив стику на вуличному газопроводі газ проникнув по інженерних мережах у підвал житлового будинку. У результаті вибуху частина будинку була зруйнована, загинули люди.

Механічні ушкодження підземних газопроводів при виконанні земляних робіт механізмами поблизу газових мереж.

Механічні ушкодження складають значну частину від загальної кількості ушкоджень. Це зв'язано з випадковим збігом ряду помилок і неточностей у проектно-виконавчій документації, помилковими діями технічних і адміністративних працівників, що здійснюють підземні роботи поблизу газопроводів. При належній роботі служби технічного нагляду кількість механічних ушкоджень можна істотно зменшити.

Найменші наслідки аварій у тих випадках, коли витoki газу, викликані механічними ушкодженнями газопроводів, не приховуються і вчасно проводяться необхідні заходи щодо безпеки та ремонту газопроводу. Але якщо механічне ушкодження приховується, а вихід газу в атмосферу не відбувся, то руйнування газопроводів в місцях ушкодження труби непередбачено, може відбутися розгерметизація й аварія на газопроводі в будь-який час з неконтрольованими наслідками.

Така аварія мала місце в одному великому місті, коли в 80 роках минулого сторіччя на одній із центральних вулиць в процесі будівництва прохідного каналу тепломережі був ушкоджений газопровід високого тиску діаметром 529 мм робочим тиском 1,2 МПа (подряпина глибиною 2 мм, нанесена трубi будівельним механізмом, стала концентратором напруги в тілі труби). Факт ушкодження газопроводу був схований. Через 12 років, 10 січня 1993 року, через зміни в структурі металу відбулося руйнування труби в тому місті, де була подряпина, з виходом і загорянням газу під тиском $P=1,19$ МПа. В результаті аварії цілком згорів двоповерховий будинок, ушкоджені чотири дев'ятиповерхових і один чотирнадцятиповерховий житлові будинки, відстань між фундаментами яких і газопроводом була більш 10 м. Загоряння будинків можна було запобігти, якби вони були розташовані на більшій відстані від газопроводу (наприклад, 50 м, або як для магістральних газопроводів).

Аналіз наслідків аварій свідчить, що найважчі аварії зі значними наслідками відбувалися в результаті розриву зварюваних стиків, механічних ушкоджень газопроводів та корозії.

17.1.3. Інтенсивні відмови газових мереж і їх залежність від терміну експлуатації газопроводів

Однією з найважливіших характеристик надійності елементів системи газопостачання є інтенсивність відмовлень λ , яка визначається як імовірність того, що елемент, який пропрацював безвідмовно певний час t , відмовить у наступний момент Δt , тобто інтенсивність відмовлень можна вважати функцією часу $\lambda(t)$. Численні дослідницькі дані показують, що функція $\lambda(t)$ для багатьох елементів систем має три характерних періоди (рис. 3.24).

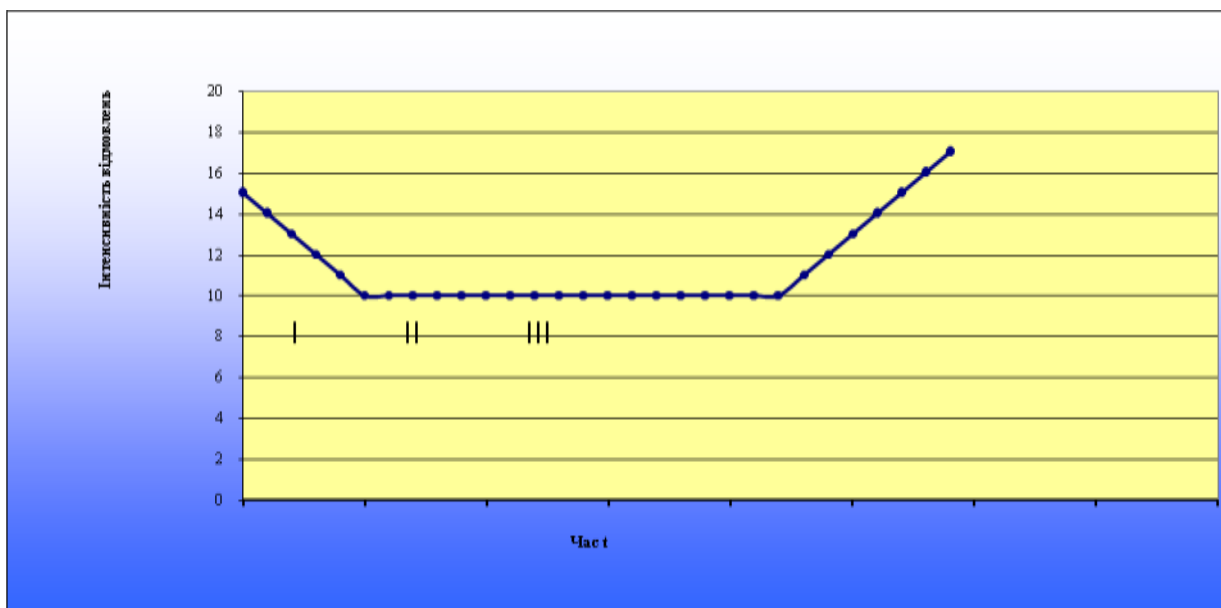


Рис. 3.24 - Залежність інтенсивності відмовлень від терміну експлуатації

Перший період від 0 до T_p є періодом припрацювання, коли відмовляють ті елементи, які мали приховані дефекти. Цей період характеризується високою інтенсивністю відмов, які, однак, швидко зменшуються і після моменту T_p λ зберігаються постійними. Другий період - це період нормальної роботи. Він є основним і характеризується постійною інтенсивністю відмовлень λ . Після визначеного періоду експлуатації, починаючи з моменту T_n , на відмовленнях елементів починають позначатися їхні знос і старіння, і елемент переходить у третій період - період старіння. У цей період інтенсивність відмовлення λ елементів росте.

Так як елементи систем газопостачання підлягають ремонту і до пуску в експлуатацію проходять іспити та налагодження, період приробляння системи (0 - T_p) можна не враховувати (за умови високої якості технічного нагляду при будівництві і прийманні в експлуатацію).

Через небезпеку, що виникає при відмовленнях, за термін служби елементів газопроводів приймають менше значення T_n . Тому в розрахунках надійності систем газопостачання за інтенсивність відмовлень можна приймати величину, постійну для даної системи.

Робота елементів систем газопостачання триває до його відмовлення. Після відмовлення його виключають із системи, ремонтують (замінюють) і знову включають у роботу, тобто в будь-який момент часу t елемент може знаходитися або в стані справності, або в стані відмовлення. Послідовність відмовлень елемента в часі складає потік відмовлень, що є аналогом інтенсивності відмовлень. Разом з тим, вони мають різну природу: $\omega(t)$ приблизно дорівнює імовірності відмовлення елемента за одиницю часу, а $\lambda(t)$ - є умовною імовірністю відмовлення за одиницю часу за умови, що елемент проробив без відмов до моменту T . Потік відмовлень для визначеного елемента, що ремонтується, системи можна вважати постійним. Його визначають експериментально або зі статистичних даних ушкоджень, що фіксуються експлуатаційними службами. Якщо за час спостереження Δt (як правило, Δt приймають рівним одного року) кожний з елементів, що спостерігаються, N , мав кількість відмовлень m_i раз, тоді

$$\omega = \frac{\sum_{i=1}^N m_i}{N\Delta t} \quad (3.10)$$

Характеристика потоків відмовлення в часі, через те, що період приробки вважаємо відсутнім, функцію потоку відмовлень системи в часі можна вважати лінійною:

$$H(t) = \omega t. \quad (3.11)$$

Величину, зворотну параметру потоку відмовлень $T = \frac{1}{\omega}$, називають наробітком на відмовлення - це є середній час роботи елемента між відмовленнями.

Надійність елементів $[\lambda]$, що ремонтуються, характеризується коефіцієнтом готовності K_r , що дорівнює ймовірності застати систему в справному стані. Для розрахунків звичайно використовують стаціонарний K_r , до якого прагне $K_r(t)$ з ростом часу. Коефіцієнт готовності визначають по формулі

$$K_r = \frac{\dot{O}}{\dot{O} + \dot{O}_a}, \quad (3.12)$$

де T - наробіток на відмовлення $T = \frac{1}{\omega}$;

T_B - середній час відновлення.

Для елементів систем газопостачання час наробітку на відмовлення значно більший середнього часу ремонту (приблизно на чотири порядки), тому коефіцієнт готовності практично дорівнює одиниці і його не використовують для оцінки надійності елементів газових мереж.

Як приклад здійснимо розрахунки середнього значення параметра потоку відмовлень (витоків у 1/км-рік) з урахуванням всіх ушкоджень для підземних газопроводів великого міста відповідно до аналізу витоків газу в підземних газопроводах за 1999-2003 роки за формулою:

$$\omega_{a,i} = \frac{\Delta n_i}{T \Sigma l_i}, \quad (3.13)$$

де: $\omega_{a,i}$ – потік витоків на підземних газопроводах;

Δn_i – число витоків за 5 років на підземних газопроводах;

T – роки спостережень, рівні 5 рокам;

Σl_i – довжина підземних газопроводів, км.

Таблиця 3.5 - Аналіз протікання витоків на підземних газопроводах великого міста.

Кількість витоків газу, викликаних різними причинами	Довжина підземних газопроводів, км	Період виявлення, рік					Всього	$\omega_{a,i} \times 10^3$ 1/км-год
		1999	2000	2001	2002	2003		
Корозійним ушкодженням	3000	170	140	160	119	115	704	46,93333
Ушкодженням стиків	-	50	79	85	51	67	332	22,13333
Механічними ушкодженнями	-	20	13	14	10	19	76	5,066667
Всього	3000	240	232	259	180	201	1112	74,13333

Розрахунок параметра потоку відмовлень (витоків) виконується по витках, які реєструються експлуатаційними службами. Із розрахунків видно, що щорічний виток газу може складати 0,074 витоків на 1км

газопроводу або один виток на 13,5 км. При довжині 3000 км підземних газопроводів у рік можна очікувати в середньому 222 витоків.

17.1.4. Фактори зниження відмов систем газопостачання

Основним фактором, що дозволяє знизити кількість аварій, є своєчасне виявлення ушкоджень на газопроводах і їхнє прогнозування. Очевидно, що імовірність більш швидкого виявлення витоків газу буде на тому підземному газопроводі, який частіше оглядається, незалежно від часу його експлуатації. Тому усім спеціалізованим підприємствам з газопостачання і газифікації (СПГГ) необхідно організовувати і робити своєчасний та якісний огляд підземних газопроводів строго за графіками з дотриманням періодичності, враховуючи особливість газопроводів, термін служби яких більше 20 років.

Періодичність обходу газопроводів, передбачена нормативними документами (ПБСГП України, ДБН та ін.) є мінімально припустимою.

Враховуючи конкретні умови окремі ділянки підземних газопроводів повинні оглядатися частіше. Так, наприклад, після аналізу досвіду експлуатації підземних газопроводів з урахуванням корозійної ситуації можна зробити висновки, що обхід газопроводів низького тиску необхідно проводити 1 разів на тиждень. Аналіз роботи СПГГ великого міста показує, що 75-80% витоків на газопроводах виявляється під час комплексного приладового обстеження, тобто прилади більш чуттєві до виявлення метану в порівнянні з реакцією людського організму на запах одоранту. Це обумовлено суб'єктивними факторами стану здоров'я людини, а також рівнем одоризації газу. Прилади не мають цих недоліків. Ідеальним варіантом є стовідсоткове оснащення кожної бригади робітників газопошуковими приладами.

Важливим фактором, який запобігає механічним ушкодженням газопроводів, є регулярний обхід трас. Обходячи трасу, робітники візуально виявляють порушення, що допускають сторонні будівельні організації в охоронній зоні газопроводів. Це земляні роботи, висадження дерев, будівництво стоянок автотранспорту, гаражів, кіосків та ін. Своєчасне усунення цих порушень і припинення земляних робіт дозволяє скоротити кількість механічних ушкоджень на газопроводах.

Велике значення для безпечної експлуатації системи газопостачання має справність ущільнень вводів і випусків інженерних комунікацій, наявність продухів для вентиляції підвалів, які повинні обстежитися власником з оформленням акту. Працівники СПГГ повинні регулярно контролювати виконання цих робіт щорічно до початку опалювального сезону. У технічних умовах на газифікацію об'єктів, видаваних підприємством, передбачені вимоги герметизації вводів інженерних комунікацій до пуску газу, встановлення сигналізаторів загазованості й електромагнітних клапанів відповідно до діючих норм і правил. Виконання цих заходів дозволить скоротити число аварійних ситуацій при попаданні газу в суміжні комунікації.

Немаловажним питанням є одоризація газу. Її значення не можна недооцінювати. Вона сприяє мобілізації всього населення газифікованих об'єктів на виявлення витоків газу. Багато витоків газу виявлено завдяки телефонним повідомленням жителів у службу "04", які виявили витік газу по запаху одоранту. Контроль за ступенем одоризації виконується не рідше одного разу в 10 днів виробничою лабораторією підприємства в різний час доби, тому що при зниженні витрат газу в нічний час з метою економії одоранту газотранспортне підприємство прикриває крапельницю, що може привести до зниження нормативного змісту одоранту.

Безпека систем газопостачання багато в чому залежить від ступеня готовності кожного газового господарства до локалізації і потім повної ліквідації виникаючих аварійних ситуацій. Тут першорядна роль належить службі аварійно-відбудовних робіт. Машина аварійної служби газу повинні бути оснащені необхідним сучасним устаткуванням, засобами малої механізації, інструментом, матеріалами, радіо станціями, маяками.

Диспетчери служби "04" повинні підбиратися із працівників, що мають досвід роботи в газовому господарстві. Це дозволяє одержати вірну інформацію від заявника і грамотно прийняти рішення.

Важливе значення для підвищення безпеки експлуатації системи газопостачання має паспортизація підземних газопроводів. Аналіз цієї роботи дозволяє вносити в плани роботи підприємства заміну або ремонт газопроводів, подальша експлуатація яких може привести до створення аварійних ситуацій. Забезпечити безпеку житлових та інших будинків і споруд, що знаходяться поблизу підземних газопроводів можна тільки

разом з іншими організаціями і, насамперед, із працівниками житлово-комунальних служб. Для цього необхідно розробити і затвердити рішення в місцевих органах влади, які зобов'язують їх разом з газовими господарствами виконати наступні заходи:

- обладнання підвалів житлових та інших будинків отворами в стінах для наскрізного провітрювання, усунення тріщин фундаментів;
- скласти графіки перевірки загазованості підвальних приміщень працівниками ЖЕКів і відомств, провести герметизацію інженерних вводів;
- в особливих випадках, визначених нормативними документами (приміщення з великим скупченням людей, супермаркети, кінотеатри, театри і т.д.) обладнати сигналізаторами загазованості з виведенням їх на центральний пункт;
- спеціальним комісіям під керуванням райвиконкомів перевірити ущільнення вводів інженерних комунікацій, а також наявність продухів у зовнішніх стінах підвалів і технічних приміщень, що не мають витяжної вентиляції. У разі потреби в зимовий час для регулювання повітрообміну в продухах необхідно передбачити регулюючий пристрій;
- рекомендувати, щоб усі служби перевірили свої колодязі і канали на загазованість і обладнали ці споруди, незалежно від їхньої відомчої приналежності, витяжними пристроями;
- перевірити і, при необхідності, запропонувати, щоб у колекторах і каналах (особливо в каналах теплотраси і телефонної каналізації) були обладнані непроникні для газу перегородки;
- обладнати кришки типових люків колодязів отворами діаметром до 10 мм із внутрішньою різьбою;
- при необхідності (у корозійних зонах і газопроводах) зробити установку контрольних трубок у районі (зоні) перетинання газопроводу з підземними комунікаціями (теплотрасою, телефонною каналізацією і т.д.), установку цих трубок проводити через 50-100 м;
- планове буріння трас газопроводів з метою забезпечення безпеки від можливих витоків газу варто проводити в зимовий час, коли вихід газу в атмосферу через мерзлий ґрунт затруднений. Для цього необхідно мати буровий самохідний комбайн для повної механізації процесу буріння;

- обов'язкова перевірка підвалів будинків працівниками САВР у зимовий час не залежно від характеру заявок;
- прокладка внутриквартальних і дворових введів по фасадах будинків, газопроводів низького тиску, тому що чим менше газопроводів під землю, тим більше гарантія безпеки для життя і благополуччя людей і збереження будинків;
- автоматизація процесів диспетчерського керування системою газопостачання;
- автоматизація процесів виявлення загазованості приміщень, підвалів, технічних приміщень.

Одним із немаловажних факторів роботи газопроводів в без аварійному стані є своєчасна їх реконструкція. Найвигіднішим з точки зору безпеки, швидкості, економічності і ряду інших причин є оновлення (реновація, санація) застарілих газопроводів поліетиленовими трубами.

Аналіз показує, що газопроводи які знаходяться в експлуатації більш ніж 30 років практично знаходяться в аварійному стані. За статистикою, якщо брати до уваги велике міст, це приблизно 1,4 тисячі кілометрів, що складає 60 відсотків усіх газопроводів. Такий критичний стан газових мереж спонукає підприємства, які їх експлуатують терміново розпочати роботи по реновації та санації сталевих газопроводів поліетиленовими трубами. Нові технології реконструкції газових мереж забезпечать безаварійну та безперебійну роботу направлену на забезпечення споживачів газом. Крім цього скорочується періодичність обходів трас, зникає необхідність наявності установок електрохімічного захисту та ін.

17.1.5. Показники оцінювання технічного стану газопроводів

Обстеження газопроводів і їхніх споруд необхідно для визначення та оцінки технічного стану, а також можливості і умови подальшої експлуатації. Позитивний показник технічного стану характеризує безпечну і надійну експлуатацію газопроводів і споруд на них.

Підлягають обстеженню усі діючі газові мережі незалежно від терміну експлуатації, відомчої приналежності і форми власності, а також газопроводи що тимчасово не експлуатуються.

Особливо важливим є визначення технічного стану і можливості подальшої експлуатації газопроводів з минулим терміном амортизації, (для

міських він складає ~ 30-40 років) на яких були виток газу через розриви зварювальних з'єднань, наскрізні корозійні ушкодження і газопроводів, що експлуатуються певний час без електрозахисних установок.

За результатами обстеження надається оцінка технічному стану та приймається обґрунтоване рішення про можливість подальшої їх надійної і безпечної експлуатації.

Показники оцінки технічного стану газопроводів. Оцінка технічного стану газових мереж здійснюється за певними показниками.

Сталеві підземні розподільні газопроводи оцінюють на:

- герметичність ;
- стан захисного ізоляційного покриття;
- стан металу труби (наявність корозійних або механічних ушкоджень);
- стан зварювальних з'єднань;
- стан електрохімічного захисту.

Сталеві надземні розподільні газопроводи оцінюють на:

- герметичність ;
- стан труби, опор, кріплень, ізолюючі прокладок, компенсаторів, фланців та ін;
- якість зварювальних з'єднань.

3. Поліетиленові розподільні газопроводи оцінюють на:

- герметичність;
- стан поліетиленової труби (наявність поперечних і подовжніх тріщин, механічних ушкоджень труб і стикових з'єднань, проколів, вм'ятин);
- стан ізолюючого покриття сталевих вставок і з'єднань поліетиленової труби з сталлю;
- стан сталевих вставок і з'єднань поліетиленової труби з сталлю;
- нещільності в різних з'єднаннях між поліетиленовою трубою і сталлю.

4. *Газопроводи-вводи* оцінюють частинами. Підземна частина оцінюється так як для підземних розподільних газопроводів. Надземна – за критеріями надземних розподільних газопроводів. Місце виходу газопроводу-вводу на границі розділення 2-х середовищ (земля, повітря) оцінюється з урахуванням перехідних зон (ділянок).

5. *Ввідні газопроводи* варто оцінюють так як сталеві надземні розподільні газопроводи.

При оцінці технічного стану газопроводів важливе значення має врахування умов, в яких знаходиться газопровід: геологічних (стан ґрунту) та розміщення газопроводу відносно інших інженерних мереж і споруд (для підземної прокладки). Беруться до уваги також стан газопроводу який знаходиться на береговій і підводній ділянці (при прокладанні газопроводу через водяні перешкоди) що визначається спеціалізованими організаціями 1 раз на 5 років.

Корозійні умови: наявність і ефективність роботи засобів електрохімічного захисту (ЕХЗ) – зону катодної поляризації газопроводів, знакомінну або анодну зону на газопроводах враховують при оцінюванні підземних газопроводів. Впливає на оцінку технічний стан арматури (засувок, компенсаторів, гідрозатворів і ін.), регуляторів тиску, споруд газопроводу (газових колодязів, засобів ЕХЗ, катодних станцій), та протекторних, дренажних установок і т.д.

17.1.6. Планування і організація робіт щодо ремонту газопроводів та їхніх споруд

Планово-попереджувальні ремонти. Система планово-попереджувальних ремонтів газопроводів і споруд на них складається із: технічного обслуговування та планового ремонту.

Технічне обслуговування газопроводів і споруд на них включає:

- спостереження за станом зовнішніх газопроводів (підземних і надземних) , а також усунення дрібних несправностей, що виникають у процесі експлуатації;
- спостереження засобів електрозахисту, а також усунення дрібних несправностей, що виникають у процесі експлуатації;
- періодичне обстеження газопроводів і споруд на них;
- вимірювання тиску газу в газопроводах;
- вимірювання електропотенціалів на підземних газопроводах.

До планових - відносяться капітальний і поточний ремонт.

Аварійно-відбудовні ремонти відносяться до позапланових робіт.

Планування і організація ремонтних робіт

За результатами діагностики ТО (паспортизації) газопроводів власник зобов'язаний виконати необхідні роботи щодо ремонту заміни, перекладці газопроводів (або їхніх окремих ділянок) і споруджень на них.

З цією метою на підприємстві складаються заходи і плани-графіки виконання робіт щодо поточного і капітального ремонтів. Розроблюється проектно-кошторисна документація; складаються заявки на придбання матеріалів і устаткування; перевіряється забезпеченість ремонтних робіт робочою силою і матеріалами, деталями, інструментами і механізмами; організується технічний інструктаж і інструктаж з охорони праці на підприємстві.

Поточний ремонт необхідний для постійної підтримки працездатності газопроводів і споруд на них. Роботи з поточного ремонту направлені на усунення несправностей і поломок окремих вузлів і деталей, що виникають у процесі експлуатації.

Поточний ремонт поділяють на 2 групи:

- 1 група – профілактичний ремонт, який виконується в процесі експлуатації та заздалегідь запланований за обсягом і термінами виконання на рік. План поточного ремонту складається на підставі опису необхідних ремонтних робіт, який виникає (складається) при обході трас і періодичних оглядах.
- 2 група – непередбачений ремонт, який виконується у терміновому порядку з метою виправлення ушкоджень, що не могли бути заздалегідь виявлені й усунуті при профілактичному ремонті або виникли після його виконання, а затримка з усуненням цих недоліків може привести до серйозних аварій або значному погіршенню умов експлуатації.

До капітального ремонту відносяться роботи, в процесі яких здійснюється заміна зношених конструкцій, вузлів, деталей на такі ж само або більш сучасні, а також роботи з ремонту базових (основних) конструкцій і споруд.

Відбір об'єктів для капітального ремонту здійснюється на підставі актів технічного обстеження, складених при паспортизації газопроводів, якщо газопровід «потрапив» у стан «капремонт за чергою». А також дефектних відомостей, складених у результаті оглядів і записів в експлуатаційних паспортах. Черговість виконання капітального ремонту залежить від суми балів за результатами паспортизації, першочерговими є ті газопроводи, що набрали менше балів у категорії «капремонт за чергою».

На роботи з капітального ремонту обов'язково повинна бути складена і погоджена проектно-кошторисна документація. Усі роботи, що підлягають

капітальному ремонту, включають в план капітального ремонту на рік з докладним описом ремонтних робіт з визначенням їхніх обсягів.

Впровадження робіт по капітальному ремонту здійснюється з максимальних застосуванням механізмів і пристосувань, з максимальною централізацією виготовлення заготовок труб, вузлів і деталей. Для об'єктів зі складною технологією ремонтних робіт складаються проекти виробництва робіт, у яких визначені: методи і терміни їх виконання, потреба в робочій силі, матеріалах, арматурі, будівельних матеріалах, а також розміщення матеріалів, тимчасових споруд, механізмів на території, що прилягає до об'єкту що ремонтується.

Склад робіт з поточного ремонту. Роботи з поточного ремонту газопроводів і споруд на них поділяються на 2 групи:

- 1 група – поточний профілактичний або планово-попереджувальний ремонт (ППР), який виконується в процесі експлуатації і заздалегідь запланований за обсягом і терміном виконання;
- 2 група – непередбачений ремонт, який виконується у терміновому порядку.

План-графік ППР на рік складається не пізніше, ніж за три місяці до початку року і затверджується керівником підприємства. Річним планом ППР визначаються обсяги і вартість ремонтно-профілактичних робіт, необхідні трудозатрати і тривалість ремонту об'єктів.

Непередбачений поточний ремонт заздалегідь не планується, тому що полягає в терміновому виправленні раніше не виявлених ушкоджень.

Поточний ремонт проводиться за рахунок експлуатаційних витрат підприємства, як правило, у співвідношенні 75-80% асигнувань на ППР і 20-25% - на непередбачені поточні ремонти.

Поточний ремонт здійснюється підрозділами ремонтних служб.

До складу робіт з поточного ремонту входять наступні роботи:

1. Усунення дрібних дефектів і витоків газу на арматурі.
2. Ремонт окремих місць на сталевих газопроводах з ушкодженою ізоляцією.
3. Ремонт розривів зварювальних стиків, ділянок сталевих газопроводу з наскрізними корозійними або механічними ушкодженнями, ділянками газопроводів із глибокими корозійними ушкодженнями (більш 30% товщини стінки труби) – шляхом вирізання дефектних ділянок і

- вварювання котушок. При цьому всі зварювальні стики, виконані при ремонті газопроводів варто перевіряти фізичними методами контролю.
4. Ремонт порушень стиків, ділянок поліетиленових-газопроводів (ПЕ газопроводів) з механічними ушкодженнями - шляхом вирізання дефектних ділянок і вварювання ПЕ-катушок за допомогою сталеві вставки або на нероз'ємному з'єднанні. Ремонт виявлених нещільностей у нероз'ємних з'єднаннях ПЕ-труб зі сталевими виконується шляхом вирізання цих з'єднань і заміни на нові.
 5. Посилення зварювальних стиків на газопроводі з тиском до 0,3 МПа шляхом установки на стик муфт із гофрами (тільки для тих стиків, цілісність яких не порушена, а виявлені непровари, шлакові включення, газові пори).
 6. Посилення зварювальних стиків на газопроводі з тиском понад 0,3 МПа пелюстковими муфтами (тільки для тих стиків, цілісність яких не порушена, а виявлені непровари, жужільні включення, газові пори). Крім того, пелюстковим наварюванням можна виконувати ремонт стиків газопроводів з тиском до 0,3 МПа, які мають тріщини і наскрізні отвори у вигляді пор.
 7. Для надземних газопроводів: усунення провисання газопроводу шляхом виправлення ухилу; закріплення опор і кріплень; фарбування труб.
 8. Упорядкування надземних знаків.
 9. Усунення сніжно-крижаних, кристалогідратних закупорок з наступним видаленням конденсату шляхом заливання розчинника в газопровід, обігріву місця крижаної закупорки, шурфування газопроводу і прочищення йоржем.
 10. Ремонт колодязів: очищення колодязів від бруду і сторонніх предметів; очищення кришки і усунення перекосів і осідань; перевірка, закріплення сходин і скоб; усунення свищів та ушкоджень кладки в стінах колодязів; ремонт штукатурки; закладання вибоїн горловин; відновлення вимощення; ущільнення кришок газових колодязів просмоленим клоччям, заливання швів люків бітумом у місцях можливого проникнення паводкової або талої води.
 11. Ремонт засувок і компенсаторів: очищення від бруду; «розгін» черв'яка засувки і його змащення; перевірка і набивання сальника;

- перевірка стану компенсаторів; перевірка справності приводного пристрою; фарбування засувки і компенсаторів.
12. Ремонт конденсатозбірників, КТ і інших пристроїв: усунення перекосів кришок коверів, перевірка щільності нарізних сполучень Конденсатозбірників мильною емульсією, змащення різьби пробок і кранів тавотом та підстанова їх з підмосткою льняного пасма; усунення ушкоджень оголовків стояків конденсатозбірників; нарощування або обрізка вивідних трубок; ремонт або заміна несправних кранів і деталей конденсатозбірників.
 13. Профілактика ЕЗУ: виконання усіх робіт з технічного огляду; перевірка ефективності роботи засобів захисту (зони захисту); вимірювання опору захисного і анодного заземлень; вимірювання опору ізоляції кабельних ліній і струмоведучих частин установки відносно металевих корпусів.
 14. Ремонт ЕЗУ: одна або дві зазначених нижче роботи - ремонт мережі живлення (до 20% довжини кабельної живильної лінії); ремонт випрямного блоку; ремонт вимірювального блоку; ремонт корпусу і вузлів кріплення; ремонт дренажного кабелю (до 20% довжини кабельної дренажної лінії); ремонт контактної пристрою (КП) на газопроводі або контурі анодного заземлення; ремонт контуру анодного заземлення в обсязі до 20%.

Склад робіт з капітального ремонту

До капітального ремонту відносяться роботи, у процесі яких здійснюється заміна зношених конструкцій, вузлів, деталей на такі ж або більш сучасні, а також роботи з ремонту базових (основних) конструкцій і споруд.

План капітального ремонту складається на рік і є частиною організаційно-технічних заходів (ОТЗ) підприємства газового господарства. План ОТЗ затверджується керівником підприємства.

Для об'єктів, призначених на капітальний ремонт обов'язково розробляється проектно-кошторисна документація яка відповідає вимогами діючих нормативних документів і ресурсних елементних кошторисних норм (РЕКН). Крім прямих витрат на капітальний ремонт у кошторисах передбачаються накладні витрати і нарахування на прямі витрати в розмірах, передбачених нормативними документами. При підрядному

способі передбачаються планові накопичення, а при госпспособі – не нараховуються. Кошторис на капітальний ремонт газопроводів і споруд на них затвердується керівником підприємства.

Капітальний ремонт проводиться за рахунок амортизаційних відрахувань підприємства.

Капітальний ремонт здійснюється підрозділами ремонтних служб.

До провадження робіт по капітальному ремонті дозволяється приступати при наявності:

- об'єкта в плані капітального ремонту;
- фінансування.
- затвердженої проектно-кошторисної документації;
- трудових ресурсів, матеріалів, машин і механізмів, пристосувань, будівельних матеріалів;
- ордера (дозволу) на виконання земляних робіт;
- пристроїв огороження та інших охоронних заходів відповідно до вимог нормативів з охорони праці.

При виконанні ремонтних робіт здійснюється контроль фахівцями підприємства газового господарства і представниками Держнаглядохорон-праці щодо дотримання Правил безпеки систем газопостачання України (ПБСГУ) та вимог діючих нормативів. Об'єкти, що пройшли капітальний ремонт приймаються в експлуатацію комісією, призначеної керівником підприємства-власника газопроводу або підприємства газового господарства. Після закінчення ремонтних робіт складається акт приймання відремонтованого об'єкту, в якому зазначені обсяги виконаних робіт у натуральному і грошовому вираженні; якість і результати іспитів за установленою формою з прикладанням виконавчо-технічної документації в повному обсязі.

При реконструкції газопроводів зі зміною їхньої колишньої траси на дані ділянки складається виконавчо-технічна документація відповідно до вимог, що запропоновані при новому будівництві газових мережі.

До складу робіт з капітального ремонту входять наступні роботи:

1. Усі види робіт, виконувані при поточному ремонті.
2. Заміна ізоляційного покриття газопроводу.
3. Заміна ділянок газопроводів. Загальна довжина таких ділянок не повинна перевищувати 20% від довжини газопроводу що ремонтується.

4. Ремонт колодязів: усі види робіт з поточного ремонту колодязів, а також ремонт цегельної кладки з розбиранням і заміною перекриття, заміною зношених кришок, перекладкою горловин, повне відновлення або ремонт гідроізоляції колодязів, штукатурка колодязів, зміна сход і ходових скоб, нарощування висоти колодязів.
5. Ремонт засувок: розбирання, заміна деталей, що зносилися; шабрування, розточування, заміна ущільнювальних кілець, змащення, а також повна заміна зношених засувок.
6. Ремонт конденсатозбірників, КТ і інших пристроїв: демонтаж і заміна конденсатозбірників, ремонт або заміна коверів, установка додаткових конденсатозбірників.
7. Ремонт ЕЗУ: усі роботи по технічному огляду, більш двох видів зазначених нижче робіт - ремонт мережі живлення (до 20% довжини кабельної живильної лінії); ремонт випрямного блоку; ремонт вимірювального блоку; ремонт корпусу і вузлів кріплення; ремонт дренажного кабелю (до 20% довжини кабельної дренажної лінії); ремонт контактної пристрою (КП) на газопроводі або на контурі анодного заземлення; ремонт контуру анодного заземлення (в обсязі до 20%) або ремонт в обсязі більш 20% лінії живлення, дренажного кабелю, контуру анодного заземлення.

Реконструкція газопроводів

Заміні або реконструкції підлягають газопроводи, що за результатами діагностики технічного стану (паспортизації) визнані аварійно-небезпечними (аварійні газопроводи і газопроводи в незадовільному стані).

Реконструкція може здійснюватися як по трасі газопроводу, так і поза її межами. Це може бути перекладка підземного газопроводу на надземний або зміна траси підземного газопроводу і т.д. Передові європейські технології в області реконструкції – це реновація зношених газопроводів за допомогою протягування ПЕ-труби усередині сталевій (зі зменшенням діаметра труби) або санація методами «Фенікс» і «U-лайн» (без зменшення діаметра труби).

Роботи по заміні і реконструкції газопроводів, як правило, є аварійно-відбудовними ремонтними роботами і відносяться до позапланових робіт.

ТЕМА 17.2. НОВІТНІ ТЕХНОЛОГІЇ БУДІВНИЦТВА І РЕКОНСТРУКЦІЇ ГАЗОПРОВОДІВ

17.2.1. Нові підходи до будівництва інженерних мереж

Початок 21 ст. характеризується стійким ростом міст, розвитком підприємств базових галузей промисловості, будівництва, транспорту і телекомунікації, що приводить до необхідності будівництва нових підземних комунікацій різного призначення. Крім цього, більше половини діючих трубопроводів прокладені 20-50 років тому і вимагають реконструкції та відновлення. Все це сприяє росту капіталовкладень у будівництво, реконструкцію і ремонт підземних комунікацій самого широкого призначення. Модернізація та реконструкція діючих і будівництво нових трубопроводів найчастіше проходять на територіях міст, де функціонують промислові підприємства, у важких геологічних і географічних умовах, та дією цілого ряду технічних, технологічних і екологічних обмежень. Ці проблеми неможливо вирішити без нових підходів до будівництва і ремонту інженерних мереж.

Останнім часом усі розвинуті країни значну частину газопроводів відновлюють під землею за допомогою інноваційних технологій. На вибір методу будівництва або реновації впливає ряд факторів (рис. 3.25).

Головна мета впровадження інноваційних технологій при будівництві інженерних мереж – забезпечити високу експлуатаційну надійність. З роками все більше накопичується досвід щодо вибору оптимальних методів будівництва та реновації інженерних мереж. Усі методи об'єднують дві групи технологій – відкриті й закриті. Крім цього, ці основні технології взаємно доповнюють одна одну (рис.3.26).

В основі усіх нових підходів закладені, насамперед, найкращі рішення та способи виконання робіт, що відповідають сучасному рівню розвитку науки і техніки. А технологія, організація будівництва й реновації з роками удосконалюються та розвиваються.

При будівництві перших трубопроводів з поліетиленових матеріалів вітчизняні підприємства впроваджували досвід закордонних країн.

Важливим фактором як для будівництва, так і для реновації інженерних мереж є вибір труб. Останнім часом все частіше в Україні почали для цього використовувати поліетиленові труби. Практичний

досвід застосування поліетиленових труб для газорозподільних мереж свідчить, що вони мають великі переваги перед сталевими.

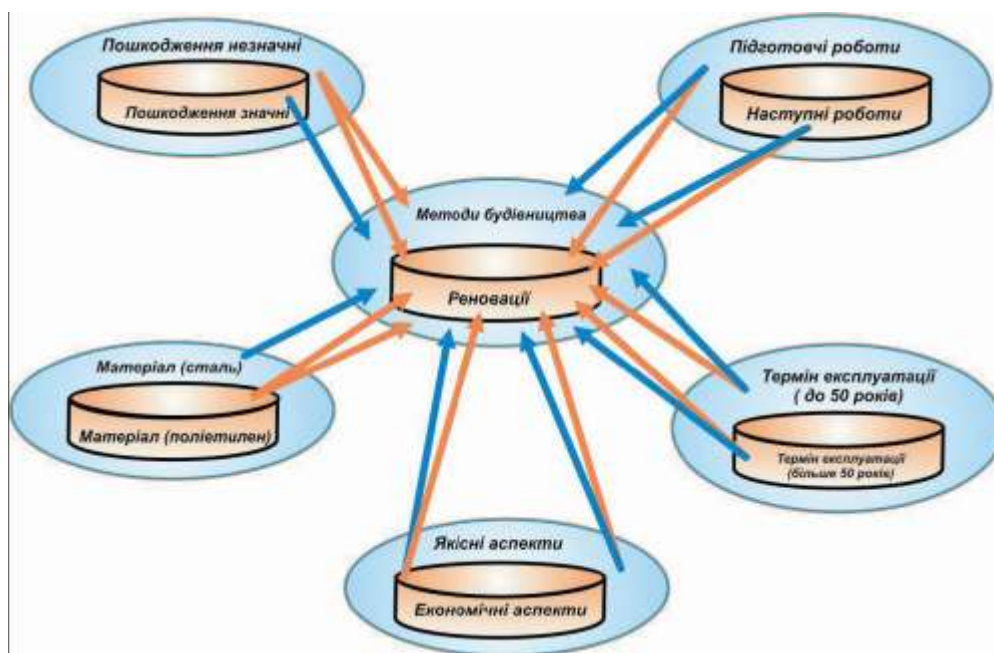


Рис. 3.25 – Фактори, що впливають на вибір методу будівництва або реновації інженерних мереж: → - фактори, пов'язані з будівництвом; → - фактори, пов'язані з реновацією

Поліетиленові труби мають такі переваги:

- швидкість і легкість укладання;
- вибір діаметра і товщини стінок;
- вибір системи з'єднання;
- необхідний рівень надійності;
- хімічна стійкість;
- імунітет до струмів самоіндукції;
- імунітет до агресивного середовища ґрунту;
- економія у процесі експлуатації;
- високий ступінь надійності протягом періоду експлуатації та ін.

У порівнянні зі сталевими трубами, фізичні й хімічні властивості поліетилену гарантують високу герметичність і стабільність під дією агресивних речовин, які знаходяться в ґрунті й газі, що транспортується.

Економічність застосування поліетиленових труб збільшується зі зменшенням діаметра і товщини стінок, а також з використанням довгомірних труб (у бухтах і на котушках).

Для подачі горючих газів в Україні виготовляють поліетиленові труби (ПЕ) чорного (з поздовжніми жовтими смугами), жовтого або

оранжевого кольору (рис. 3.27) з зовнішнім діаметром від 16 до 600 мм. Експлуатаційний термін служби більше 50 років, але виробники ПЕ труб працюють над збільшенням терміну їх служби до 100 років. В Англії експлуатація інженерних мереж з ПЕ труб становить 200 років.



Рис. 3.26 – Методи будівництва й реконструкції інженерних мереж



Рис.3.27 – Поліетиленові труби для подачі горючих газів різного кольору

ПЕ труби можуть бути в прямих відрізках, бухтах і на катушках. Довжина прямих відрізків – від 5 до 12 м з кратністю 0,5 м і граничним відхиленням від номінальної довжини не більше $\pm 1\%$.

ПЕ труби мають відповідне маркірування (умовне позначення). Цифрове і буквене маркірування ПЕ труб включає: товарний знак, зареєстрований в установленому порядку, номер партії, дату виготовлення.

Умовне позначення труб складається із слова «труба», скороченого найменування матеріалу (ПЕ 80, ПЕ 100), де цифри позначають десятикратні значення мінімальної тривалої міцності MRS, слово «газ», стандартного розмірного відношення SDR, тире, номінального зовнішнього діаметра d_z , номінальної товщини стінки e_n і номер стандарту. *Наприклад:* труба ПЕ80 ГАЗ, SDR11-75x6,8 ДСТУ Б В.2.7-73-98; труба ПЕ100 ГАЗ, SDR17,6-315x17,9, ДСТУ Б В.2.7-73-98. Труби із зовнішнім діаметром (d_z) 16,20,25,32 мм характеризуються тільки номінальною товщиною стінки e_n , тому в умовному позначенні SDR не вказують. Іноді в маркірування труб включають додаткову інформацію, наприклад, номер технологічної лінії.

Переваги труб з поліетилену ПЕ 100. Поліетиленові труби з ПЕ 100 мають переваги над трубами ПЕ80 і здатні задовольнити додаткові, більш високі вимоги підприємств з газопостачання та газифікації. Крім відповідності основним вимогам, встановленим нормами, труби з ПЕ 100 мають три головні параметри:

- стійкість до повзучості ;
- опір розтріскуванню при напруженні – стійкість до повільного поширення тріщин ;
- стійкості до швидкого поширення тріщин.

17.2.2. Протягування ПЕ труби в стальну за технологією «РЕЛАЙНІНГ»

Експлуатаційні можливості інженерних мереж з роками зменшуються. У зв'язку з цим виникає необхідність відновити їх початковий технічний стан. Нові технології дозволяють вирішити ці проблеми з мінімальним розкопуванням ґрунту, зберігаючи оточуюче середовище (зелені насадження, тощо), а також значно зекономивши кошти. Новітні технології, фактори, що впливають на вибір того чи іншого методу, а

також раціональних способів реновації чи санації інженерних мереж, детально розкриті в першому розділі.

Одним з найбільш економічно вигідних способів реконструкції зношених сталевих газопроводів є релайнінг, або протягування в існуючий сталевий газопровід поліетиленових труб меншого діаметра, при цьому стара металева труба відіграє роль захисного футляра. Такий спосіб реконструкції ефективно використовують для відновлення газопроводів, прокладених в умовах великих міст зі значною кількістю підземних комунікацій, транспортних автомагістралей, ліній метрополітену. Метод протягування поліетиленової труби в сталю використовують для відновлення підземних газопроводів низького, середнього й високого тиску (до 0,6 МПа). Він значно дешевше, ніж будівництво нових сталевих газопроводів. Термін служби таких газопроводів становить понад 50 років. Перевагами цього методу є також зменшення кількості зварювальних з'єднань і їх надійність завдяки автоматизації процесу зварювання, легкість транспортування та монтажу поліетиленових труб, зменшення термінів реконструкції.

Особливістю методу реконструкції є зменшення прохідного перерізу газопроводу, внаслідок чого виникає необхідність підвищення тиску в мережі. Діаметр поліетиленової труби для протягування обирають залежно від діаметра сталевих газопроводу (табл. 3.6).

Таблиця 3.6 – Залежність діаметра поліетиленової труби для протягування від діаметра сталевих газопроводу.

Діаметр існуючого сталевих газопроводу, мм	Діаметр поліетиленової труби, мм	Коефіцієнт зменшення прохідного перерізу	
		SDR 11	SDR 17,6
40	20	8,6	-
50	32	4,9	-
65	40	4,6	-
80	50	4,2	-
100	63	3,8	-
150	110	2,8	-
200	160	2,6	2,2
250	200	2,6	2,2
250	225	2,0	1,7
300	250	2,3	2,0
350	315	1,9	1,7

Для визначення доцільності переведення існуючих газових мереж з низького тиску на середній або високий (не вище 0,6МПа) виконують розрахунок пропускної спроможності газопроводу, враховуючі нові діаметри поліетиленових газопроводів. При проектуванні обирають марку поліетилену (ПЕ 80 або ПЕ 100) з SDR і коефіцієнтом запасу міцності залежно від тиску в газопроводі. Обов'язково, ще до початку будівництва, захищають сталевий футляр від корозії, при цьому зберігають існуючий активний захист сталевих газопроводу, додатково встановлюють електроперемички між обрізаними ділянками існуючого сталевих газопроводу з підключенням його до діючої електрозахисної установки, і таким чином створюють єдиний електричний ланцюг.

Передбачають також технологічні рішення щодо зниження температурних деформацій, які виникають у процесі експлуатації, щоб температура поверхні поліетиленового газопроводу не перевищувала 30°C, особливо в місцях перехрещення з тепловими комунікаціями. При перехрещенні ПЕ газопроводу з теплотрасою відстань від футляра до стінки каналу має бути не менше 0,2 м.

Роботи з протягування проводять при температурі зовнішнього повітря більше +5°C, при зниженні температури нижче цього рівня встановлюють спеціальні палатки з опаленням.

Після підготовчих робіт і встановлення байпасів розривають котловани. Газ подають по байпасному газопроводу. В котлованах за допомогою ручного інструменту видаляють ґрунт так, щоб забезпечити відстань від нижньої поверхні газопроводу до дна котловану не менше 10 см, достатню для проведення робіт з відновлення. Усувають нерівності дна котловану так, щоб вони не перевищували 20-30 см. Потім зовнішню поверхню газопроводу очищують від ґрунту й забруднення і вирізають котушки зношеної труби для відокремлення від діючого газопроводу та роз'єднання на окремі ділянки відповідно проекту. Ділянки сталевих труби продувають повітрям або інертним газом.

Поліетиленові труби підлягають вхідному контролю якості, при якому перевіряють: цілісність упаковки; наявність маркірування, яке нанесене через кожен метр по всій довжині труби; на відповідність даним, вказаним в сертифікаті на труби; наявність заглушок з обох боків поліетиленового газопроводу; оглядають поверхню труб (внутрішню і

зовнішню) і з'єднувальні деталі; вимірюють зовнішній і внутрішній діаметри труб; за результатами входного контролю складають акт. Глибину дефектів на поліетиленових газопроводах вимірюють за допомогою спеціального приладу (рис. 3.28).

Труби транспортують на місце проведення робіт змотаними в бухти або намотаними на барабані. Розміри бухти залежно від діаметра поліетиленової труби наведені в табл. 3.7.

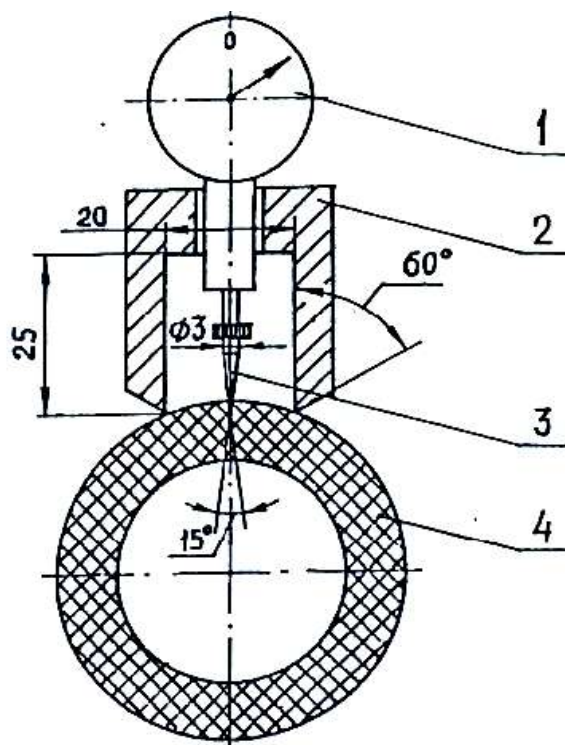


Рис. 3.28 – Схема приладу для визначення глибини дефектів поліетиленових труб: 1 – індикатор ІЧ-02; 2 – спеціальна призма; 3 – спеціальний наконечник; 4 – труба

Таблиця 3.7 – Залежність розмірів бухти від діаметра поліетиленової труби.

Номінальний зовнішній діаметр поліетиленової труби d , мм	Діаметр бухти, м			Ширина бухти, м при довжині труби в бухті, м			
	внутрішній діаметр, D , м	приблизний зовнішній діаметр при довжині труби в бухті, м					
		50	100	200	50	100	200
16	0,55	0,70	0,76	0,87	0,10	0,12	0,170
20	0,60	0,80	0,87	0,95	0,11	0,15	0,205
25	0,75	0,95	1,00	1,10	0,15	0,20	0,25
32	0,80	1,10	1,15	1,35	0,18	0,20	0,2
40	1,00	1,30	1,50	-	0,18	0,22	-
50	1,30	1,60	-	-	0,25	-	-
63	1,50	1,90	-	-	0,25	-	-
75	1,75	2,40	-	-	0,40	-	-
90	2,15	2,80	-	-	0,50	-	-

Таблиця 3.8 – Розміри барабанів і довжини поліетиленових труб.

Розміри барабану			Приблизна довжина труби на котушці, м								
Діаметр фланця <i>A</i> , м	Зовнішня ширина <i>B</i> , м	Внутрішня ширина <i>C</i> , м	номінальний зовнішній діаметр труби <i>d</i> , мм								
			40	50	63	75	90	110	125	110	160
2,2	1,18	1,00	1200	800	400	-	-	-	-	-	-
2,4	1,18	1,00	1500	1000	600	500	-	-	-	-	-
2,6	1,18	1,00	2100	1300	700	600	-	-	-	-	-
3,1	1,21	1,00	-	-	1300	800	500	250	120	-	-
3,1	1,46	1,25	-	-	1600	1000	600	300	130	-	-
3,1	1,71	1,50	-	-	2000	1200	700	400	180	-	-
3,1	1,96	1,75	-	-	2350	1400	800	450	210	-	-
3,1	2,21	2,00	-	-	2700	1600	1000	500	260	-	-
4,1	2,20	2,10	-	-	-	-	-	-	450	350	250

Розміри барабану й довжини труб наведені в табл. 3.8.

Для запобігання пошкодженню труб при транспортуванні дно кузова або причепа та їх частини, які контактують з поліетиленою трубою, покривають гумою або м'яким матеріалом, видаляють нерівності й металеві виступи, які можуть пошкодити трубу. Вхідному контролю підлягають з'єднувальні деталі-фітинги із закладними електронагрівачами, при цьому перевіряють наявність маркірування, яке наносять у процесі виготовлення деталей або нагрітим штампом. Маркірування містить наступну інформацію: умовне позначення заводу-виробника або його товарну позначку, умовне позначення самої деталі, рік і місяць виготовлення, номер форми. З'єднувальні деталі транспортують на місце проведення робіт в дерев'яних ящиках, м'яких контейнерах, поліетиленових мішках, при цьому кожен деталь окремо упаковують в пакет з поліетилену. В документі про якість, який супроводжує партії деталей, вказують: характеристики міцності, опір на розрив, поріз, плинність, мінімальну подовженість, характеристики труб і з'єднувальних деталей згідно з маркіруванням.

Після доставки на місце проведення робіт труби з'єднувальні деталі перевіряють зовнішнім оглядом. Ті з них, на яких виявлені тріщини, вм'ятини, розшарування, пошкодження, пори, каверни, частки сажі, порізи більш ніж 0,5 мм в осьовому напрямку, і більше, ніж 0,7 мм в кільцевому, відхилення діаметрів труб і з'єднувальних деталей від діючих стандартів, не використовують для реконструкції.

Труби і з'єднувальні деталі захищають від дії прямих сонячних променів, розташовують в закритому приміщенні не ближче 1 м від нагрівальних приладів. Бухти поліетиленових труб зберігають в горизонтальному положенні, барабани – у вертикальному, з'єднувальні деталі – в упакованому вигляді. Заглушки з поліетиленових труб знімають безпосередньо перед протягуванням.

Перед монтажними роботами поліетиленові труби в бухтах або на барабані випробують на міцність тиском 0,6 МПа, тобто за допомогою манометра протягом 1 години контролюють тиск. При відсутності зниження тиску результати випробувань вважають задовільними.

У сталій футляр поліетиленові труби протягують за допомогою текстильного або сталюго троса (рис. 3.29). Для з'єднання з пристроєм з

одного боку і з буксовочною головкою з другого боку трос з обох боків оснащують з'єднувальним пристроєм.



Рис. 3.29 – Приєднання сталюго троса до буксировочної головки

Трос через кожний метр відмічають фарбою. За допомогою цих міток контролюють довжину протягування троса. Трос протягують у сталюий футляр за допомогою стержня, виготовленого зі скла, пластику, полікарбонату, композиційних полімерів; металеві штанги (ділянки якої згвинчують між собою) або пневмопрохідника. Для цього полімерний стержень або металеву штангу пропускають з вхідного боку сталюго газопроводу. До кінця стержня або штанги, яка вийшла з іншого боку, прикріплюють канат і витягують у зворотному напрямку. При використанні пневмопрохідника, його з закріпленим тросом вставляють в сталевий футляр, подають стиснуте повітря, під дією тиску якого пневмопрохідник проходить з одного боку футляру до іншого.



Рис. 3.30 – Йорж



Рис. 3.31 – Скребок

Потім за допомогою йоржів (рис. 3.30), скребоків (рис. 3.31) та інших пристроїв зношений сталевий футляр очищають від забруднень і виступаючих металевих частин.

При протягуванні йоржів і скребоків контролюють довжину троса. Якщо при очищенні вони застрягли і неможливо їх подальше просунення, в місці перешкоди розривають додатковий котлован і усувають перешкоду. Всі зміни, що виникають у процесі проведення робіт з відновлення, вносять в проектну документацію.

Для визначення стану внутрішньої порожнини сталевого футляра протягують контрольний відрізок поліетиленової труби довжиною 2,0-3,0 м, при цьому за допомогою динамометра контролюють силу протягування троса (табл. 3.9).

Якщо згідно з проектом передбачено протягування поліетиленової труби, яка містить зварювальне з'єднання (муфту з закладним електронагрівачем), то контрольний відрізок протягують зі з'єднанням такого самого типу. Якщо при протягуванні контрольний відрізок застряв, розривають додатковий котлован і видаляють перешкоду. При неможливості розкопування котловану трубопровід обстежують за допомогою телеінспекції, виявляють існуючі перешкоди й обирають спосіб їх усунення.

Таблиця 3.9 – Максимальна сила тяжіння залежно від діаметра газопроводу.

Зовнішній діаметр труби, в мм	Зусилля протягування, в даН
40	210
63	520
90	1050
110	1570
125	2030
160	3330
200	3380

Після протягування контрольний відрізок оглядають. При відсутності порізів глибиною більше 0,3 мм – для труб з товщиною стінки менше, ніж 6,8 мм, і глибиною не більше 0,7 мм – для труб з номінальною товщиною стінки більше 6,8 мм якість очищення визначають задовільною й підготовлюють до протягування основну поліетиленову трубу.

Поліетиленову трубу обережно розмотують з бухти або барабану. При необхідності через кожні 2-3 м прикріплюють захисні металеві або поліетиленові хомути. З одного боку поліетиленової труби приєднують буксировочну головку, до якої закріплюють трос.

Для запобігання пошкодженню поліетиленової труби на обидві гострі кромки сталюого футляра з обох боків (у вхідному і вихідному котлованах) прикріплюють захисні центруючі насадки (рис. 3.32).



Рис. 3.32 – Прикріплення захисних насадок на сталюий футляр



Рис. 3.33 – Укладання ПЕ труби на валики

Поліетиленову трубу укладають на захисні валики і ролики (рис. 3.33) і таким чином запобігають пошкодженню її ґрунтом й різними включеннями, які в ньому знаходяться при пересуванні. Після протягування перші 1,5-2,0 м поліетиленової труби відрізають під прямим кутом для подальшого з'єднання.



Рис. 3.34 – Закритий заглушками газопровід

До зварювання поліетиленові труби в котлованах з обох боків закривають заглушками (рис. 3.34) і таким чином запобігають попаданню в газопровід ґрунту, бруду, сторонніх предметів. Якщо з'єднання ділянок газопроводу планується виконати через деякий час, його закривають заглушками і виводять з котловану на 20-30 см вище рівня землі.

З'єднують ділянки поліетиленового газопроводу за допомогою фітінгів (муфт, трійників, відводів) із закладними електронагрівачами. Кути повороту газопроводу радіусом більше 30 діаметрів труби виконують її природним вигином. Відводи виконують за допомогою трійників із закладними електронагрівачами. З'єднання зі сталевим газопроводом виконують за допомогою нероз'ємних переходів поліетилен-сталь.

Перед засипкою центрують поліетиленову трубу з обох боків сталевих футляра. Для цього ущільнюють простір між трубою і футляром за допомогою сухої мішковини, потім задувають монтажну піну.

Засипку котловану виконують піщаним ґрунтом в наступній послідовності: спочатку піском засипають і ущільнюють дно котловану до половини діаметра труби, потім шарами по 10-15 см засипають і ущільнюють пісок на висоту до 25 см над газопроводом. Засипку і ущільнення виконують вручну до повного усунення пустот з обох боків газопроводу. Засипку ґрунтом виконують за допомогою техніки.

Для запобігання пошкодженню ділянок відкритої прокладки поліетиленових газопроводів при проведенні поблизу земляних робіт над ними на відстані 25 см від поверхні труби укладають поліетиленову плівку з металевою вставкою жовтого кольору з надписом «*Обережно, газ*», який не змивається. Стрічку розташовують уздовж котловану над газопроводом і в поперечному напрямку через кожен метр.

Після засипки піском газопровід випробують на міцність та герметичність. Результати випробувань вважають задовільними, якщо тиск в газопроводі не змінюється. Якщо у процесі випробувань виявлені дефекти, знижують тиск у газопроводі до атмосферного, газопровід звільняють від присипки, усувають пошкоджений стик або ділянку поліетиленового газопроводу. Після заміни дефектних ділянок та усунення причин дефектів знов проводять випробування.

*Основні етапи технологічного процесу реконструкції методом
протягування:*

1. Земляні роботи.
2. Встановлення байпасів.
3. Відключення газопроводу від діючої мережі.
4. Дегазація.
5. Відокремлення газопроводу на ділянки.
6. Встановлення кабельних перемичок між ділянками сталюого газопроводу.
7. Очищення газопроводу.
8. Контроль відеокамерою ступеня очищення.
9. Встановлення захисних центруючих валиків на ПЕ труби.
10. Протягування контрольного зразка поліетиленової труби на виявлення подряпин.
11. Протягування пліти трубопроводу.
12. З'єднання поліетиленового газопроводу за допомогою фітингів з закладними нагрівачами.
13. Влаштування відгалужень.
14. Засипка піском.
15. Випробування на герметичність.
16. Засипка котлованів.

Переваги технології «РЕЛАЙНІНГ»

1. Ефективність відновлення газопроводів, у стиснутих умовах великих міст з розвиненою підземною інфраструктурою.
2. Використовується для відновлення підземних газопроводів низького, середнього і високого тиску (до 0,6МПа).
3. Економічно доцільний порівняно з новою прокладкою сталевих газопроводів.
4. Довготривалий термін експлуатації відновлених газопроводів (понад 50 років).
5. Поліетиленова труба додатково захищена сталевим футляром.
6. Скорочення термінів реконструкції.
7. Зменшення кількості зварювальних з'єднань та їх надійність завдяки автоматизації процесу зварювання.

8. Легкість транспортування і монтажу поліетиленових труб.
9. Зменшення негативного впливу на навколишнє середовище.

17.2.3. Протягування попередньо стиснутої труби за технологією «РОЛЛДАУН»

В європейських країнах для відновлення зношених сталевих трубопроводів, що знаходяться під тиском або без нього, використовують технологію ROLLDAWN (SWAGEUNING). Технологія ROLLDAWN (SWAGEUNING) – це протягування попередньо обтиснутих поліетиленових труб механічним (холодним) способом. Такий спосіб реконструкції використовують для відновлення зношених газопроводів, водопроводів та каналізаційних трубопроводів значної довжини за допомогою однієї поліетиленової трубної плітї. Пропускна спроможність трубопроводу не зменшується, тому що поліетиленова труба має менший коефіцієнт шорсткості.

Для відновлення використовують поліетиленові труби діаметром не більше 400 мм зі стандартним розмірним відношенням SDR від 17 до 33, при цьому зовнішній діаметр поліетиленового трубопроводу дорівнює внутрішньому діаметру сталевому.

Поліетиленові труби разом з обтискним устаткуванням після проведення вхідного контролю доставляють на місце проведення робіт.

До початку будівництва вивчають проектну документацію, до якої входять: план і профіль газопроводу, геологічні дані місцевості, підземні комунікації, що попадають в зону розкопування котлованів, проект організації будівництва, пояснювальна записка з техніко-економічним обґрунтуванням даних видів робіт, заходи щодо захисту сталевих футляра від корозії.

Згідно з проектною документацією розривають котловани, вирізають котушки сталевих газопроводу і таким чином відокремлюють ділянки газопроводу для здійснення процесу очищення.

Відокремлені ділянки зношеного газопроводу очищають від заруднень, виступаючих частин зварювальних швів тощо. Спосіб очищення обирають після проведення телеінспекції внутрішньої порожнини сталевих труб і виявлення ступеня нерівностей та дефектів. Очищають газопровід за допомогою йоржів, скребоків, води під значним тиском тощо. За допомогою

відеоспостереження перевіряють якість очищення, про що складають відповідний акт.

Для отримання поліетиленової труби необхідної довжини труби з'єднують між собою за допомогою зварювання встик (рис. 3.35).



Рис. 3.35 – Зварена труба встик

Після зварювання з внутрішньої і зовнішньої поверхні поліетиленової труби зрізають верхню частину шва-грат і перевіряють якість зварювального шва.

Видалення грата необхідне для створення суцільно гладкої поверхні труби, що важливо при протягуванні, але при зрізанні грата не допускаються навіть незначні пошкодження труби.

Всі будівельно-монтажні роботи проводять в строго визначеній послідовності з чітким дотриманням технологічних параметрів.

Технологія проведення основних будівельно-монтажних робіт:

1. Розкопування котлованів за допомогою екскаватора та доробка ґрунту ручним способом.
2. Вирізання котушок сталевих трубопроводу в котловані. Приварювання болтів під кабельні перемички для захисту сталевих футляра від корозії.
3. Очищення внутрішньої порожнини трубопроводу за допомогою йоржів, скребоків, води під значним тиском.
4. З'єднання поліетиленових труб за допомогою зварювання встик та видалення грату.
5. Обтиснення поліетиленової труби та її протягування в стальну.
6. Випробування трубопроводу на міцність та герметичність, засипка його в котлованах.

Далі приготовлену трубу пропускають через обтискний пристрій, в якому за допомогою спеціальних валиків її зменшують (обтискують) на 10 % (рис. 3.36).

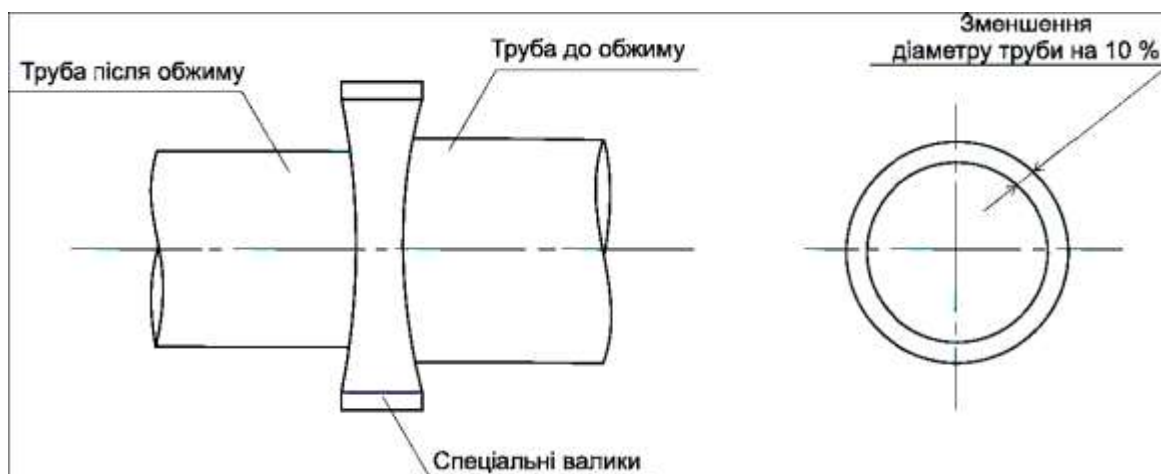


Рис. 3.36 – Зменшення діаметра ПЕ труби на 10%

Швидкість подачі ПЕ труби через обтискний пристрій не повинна перевищувати 100 м/год.

Перед протягуванням до одного боку обтиснутої поліетиленової труби приєднують буксировочну головку з тросом.

Такий пристрій дає змогу без зайвих зусиль протягнути ПЕ трубу в стальну. Під час протягування поверхню поліетиленової труби змочують водою для полегшення протягування.

Після закінчення процесу протягування в поліетиленовий газопровід воду подають з великим тиском, що дає змогу відновити попередню форму труби, яка щільно прилягає до внутрішньої поверхні сталюого футляра.

Процес поступового перетворення труби в стан рівноваги термодинамічної системи після припинення дії факторів, які привели її в стан зменшення, називають *релаксацією*.

Якщо використання поліетиленових довгих труб утруднене, то відновлення пошкоджених трубопроводів виконують за допомогою відрізків довжиною 2 м. Їх пропускають через обтискний пристрій, потім зварюють і протягують у зношений трубопровід.

Ділянки поліетиленового газопроводу з'єднують між собою за допомогою муфт із закладними нагрівачами або зварюванням встик.

Після проведення випробувань на герметичність трубопровід приймають в експлуатацію.

Основні переваги технології «РОЛЛДАУН»

1. Реконструкція ділянок зношеного трубопроводу значної довжини за допомогою однієї трубної плити.
2. Незначне зменшення діаметра трубопроводу після реконструкції.
3. При застосуванні даної технології не треба змінювати режими тиску і витрати газу.
4. Зменшення строків реконструкції порівняно з прокладкою нових сталевих труб.
5. Незначна маса труб порівняно зі сталевими трубопроводами.
6. Мінімальна кількість котлованів.
7. Зменшення об'єму земляних робіт.
8. Збільшення терміну експлуатації до 50 років.

17.2.4. Протягування труби гарячим і холодним способом за технологіями «U-ЛАЙНЕР» та «СУБЛАЙН»

Протягування труби гарячим способом – технологія «U-ЛАЙНЕР»

Одним з різновидів способів відновлення зношених сталевих газопроводів з використанням полімерних матеріалів є технологія «U-ЛАЙНЕР». Для реконструкції газопроводів за технологією «U-ЛАЙНЕР» використовують поліетиленові профільовані труби U-подібної форми (рис. 3.37).

У заводських умовах поліетиленову трубу з круглим перерізом формують спеціальним термомеханічним (гарячим) способом.

Труби «U-ЛАЙНЕРА» бувають різного кольору відповідно до області застосування й робочого тиску в трубопроводі (табл. 3.10).

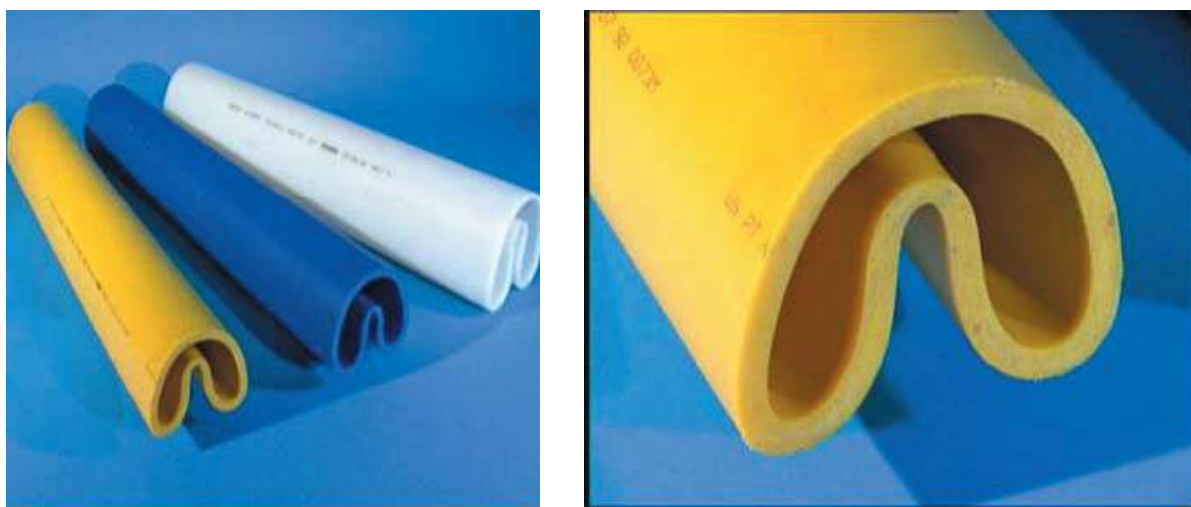


Рис. 3.37 – Профільовані ПЕ труби

Таблиця 3.10 – Залежність кольору труби від галузі застосування та робочого тиску в трубопроводі.

№ п/п	Область застосування	Тиск	Колір труби «U-ЛАЙНЕРА»
1	Каналізація	-	Прозорий
2	Каналізація напірна	до 0,6	Чорний з коричневими
3	Каналізація напірна	до 0,1	Чорний з коричневими
4	Газопровід	до 0,1	Жовтий, чорний з жовтими
5	Газопровід	до 0,3	Рожевий
6	Водопровід	до 0,6	Чорний з синіми смугами
7	Водопровід	до 0,1	Синій

Технологія «U-ЛАЙНЕР» має такі переваги:

- можливість відновлення ділянок газопроводу довжиною до 600 м без додаткових вузлів з'єднання, що зменшує термін проведення робіт;
- використання старої траси газопроводу й відсутність витрат на її розробку;
- порівняно зі сталевією трубою має менший коефіцієнт шорсткості;
- зменшення обсягів земляних робіт;
- тривалий термін експлуатації (до 50 років);
- зменшення прохідного перерізу існуючого газопроводу, що обмежується розрахунковою товщиною стінки лайнера.

Поліетиленові профільовані труби для транспортування газу виготовляють з поліетилену марок ПЕ 80 або ПЕ 100 зі стандартним розмірним відношенням SDR 26; SDR 17/17,6 та SDR 11 й відповідним коефіцієнтом запасу міцності. Товщину стінки лайнера, як і для звичайних поліетиленових труб, розраховують залежно від марки матеріалу (з якого він виготовлений) та з SDR (відношенням зовнішнього діаметра до товщини стінки труби). Зовнішній діаметр поліетиленової профільованої труби приймають рівним внутрішньому діаметра зношеного сталевієго газопроводу, при цьому його зменшення не повинно перевищувати 5%.

Перед реконструкцією вивчають геологічні дані місцевості, умови перехрещування з підземними спорудами, комунікаціями, лініями кабельного зв'язку, що потрапляють в зону розкопування котлованів. Відновлення газопроводу виконують, згідно з проектною документацією, до якої входять: пояснювальна записка, проект організації будівництва, кошториси з техніко-економічним обґрунтуванням даних видів робіт, розділ

з переліком заходів щодо захисту сталевих газопроводів від електрохімічної корозії, план та профіль газопроводу.

При проектуванні визначають мінімальні розміри котлованів для протягування, але так, щоб кут вигину труби (який залежить від діаметра) на вході в сталевий футляр при протягуванні не перевищував значень, наведених у табл. 3.11.

Таблиця 3.11 – Залежність кута вигину газопроводу від його діаметра.

Діаметр трубопроводу, мм	100	150	200	250	300	400
Кут вигину, град	40-70	25-50	20-40	15-30	15-25	15-20

Котловани розкопують таких розмірів і в тих межах, які вказані в проектній документації. Потім в котловані вирізають котушки із сталевих газопроводів. Ділянки, які таким чином відокремлені, але залишаються в землі, очищають.

З боку вхідного котловану на спеціально обладнаному будівельному майданчику завширшки не менше 3,5 м й завдовжки не менше 16 м встановлюють машину, на якій розташоване устаткування, необхідне для процесу відновлення: парогенератор, направляючий трубу пристрій, конденсатозбірник, місткість для води, калібруючі насадки тощо.

Поліетиленову профільовану трубу намотують на барабан і транспортують на будівельний майданчик. Максимальна довжина лайнера на барабані залежить від загальної довжини ділянок газопроводу, що підлягає реконструкції, його діаметра, розмірів барабану й властивостей поліетилену. Залежність довжини профільованих поліетиленових труб, які намотують на барабан діаметром 3,1 м, шириною 2,15 м і внутрішнім діаметром 2,15 м наведено в табл. 3.12.

За допомогою відеокамери оглядають внутрішню поверхню газопроводу й виявляють місця, які перешкоджають процесу відновлення (кути поворотів траси газопроводу, конденсатозбірники, запірні пристрої тощо). Такі перешкоди вирізають і, при необхідності, після реконструкції знов встановлюють відповідно до рішення проектною організацією. Всі зміни, які виникають в ході виконання робіт, вносять у проектну документацію. При нанесенні на робочу схему додаткових котлованів вказують їх

прив'язки до стаціонарних споруд місцевості (стовпів, стін будинків, колодязів тощо) у відповідному масштабі.

Таблиця 3.12 – Залежність довжини лайнера від діаметра газопроводу й стандартного розмірного відношення SDR.

№ з/п	Діаметр, мм	SDR	Довжина поставки, м
1	100	11; 17;17,6	700-1300
2	125	11; 17;17,6	500-900
3	150	11; 17;17,6; 26	600
4	200	11; 17;17,6; 26	300
5	225	11; 17;17,6; 26	270
6	250	11; 17;17,6; 26	200
7	300	17;17,6; 26	150
8	350	17;17,6; 26	100
9	400	17;17,6; 26	90

Очищають газопровід до повного усунення всіх видів сторонніх включень, відкладень, твердих часток .

Якість проведених робіт з очищення перевіряють шляхом відеоспостереження, при відсутності виступаючих часток більше, ніж на 0,5 мм, складають акт про виконані роботи, який підписують замовник і відповідальний представник організації, яка виконує роботи з реконструкції.

Протягування поліетиленової профільованої труби в очищений сталевий газопровід виконують при швидкості 2 м/хв. Для втягування «У-ЛАЙНЕРА» в трубу застосовують лебідку. Прямо з барабану «У-ЛАЙНЕРА» втягують в сталеву трубу (рис. 3.38).

Положення труби (за формою) при втягуванні фіксується таким чином, щоб була можливість підконтрольного втягування. З цією метою застосовують причепи – барабани з притискаючими роликками, які фіксують трубу, що знаходиться на барабані.

Для запобігання пошкодженню лайнера при протягуванні гострими сталевими кромками у вхідному котловані до кінцівки сталевих газопроводу приєднують спеціальний захисний пристрій. За допомогою автоматично вимірюючих і реєструючих приладів контролюють тягове зусилля, яке залежить від діаметра газопроводу і властивостей матеріалу (табл. 3.13).



Рис. 3.38 – Втягування «U-ЛАЙНЕРА» в стальну трубу

Після протягування в газопровід поліетиленової профільованої труби з одного її боку прикріплюють спеціальну калібруючу деталь, через яку з парогенератора подається пароповітряна суміш з тиском 0,1-0,3 МПа і температурою 105 °С. Таким чином ініціюється процес відновлення попередньої круглої форми лайнера (рис. 3.39).

Таблиця 3.13 – Залежність тягового зусилля від умовного діаметра газопроводу та SDR.

№ п/п	Умовний діаметр, мм	Тягове зусилля, кН		
		SDR 26	SDR 17	SDR 11
1	2	3	4	5
1	100	-	13	19
2	125	-	21	30
3	150	-	30	44
4	200	36	53	78
5	225	45	63	92
6	250	57	84	123
7	300	82	120	176
8	350	110	162	238
9	400	143	212	312

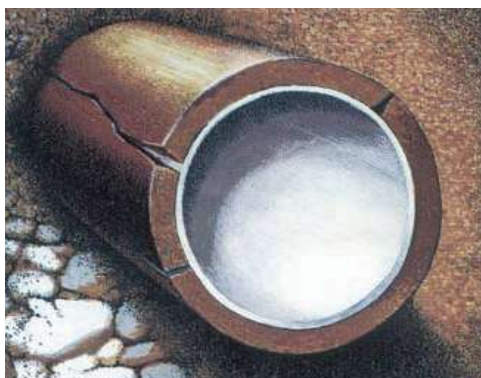


Рис. 3.39 – Відновлення круглої форми лайнера

Тривалість відновлення попередньої форми труби складає від 3 до 5 годин, залежно від довжини й діаметра сталевих газопроводу.

Надлишок пари з протилежного боку профільованої поліетиленової труби через калібруючу деталь скидають в місткість для конденсату або в навколишнє середовище.

Після відновлення попередньої круглої форми лайнер охолоджують, при цьому подають в газопровід повітря з тиском не вище 0,6 МПа, протягом 2-6 годин, залежно від діаметра газопроводу й температури зовнішнього повітря.

Процес охолодження вважають закінченим, якщо температура повітря досягла 30°C; її вимірюють з протилежного боку ділянки газопроводу, який відновлюють. Тиск повітря знижують, припиняють процес охолодження і видаляють з лайнера калібруючі деталі. З обох боків відновленої ділянки газопроводу поліетиленову трубу відрізають на відстані не менше 0,5м від краю сталевого газопроводу.

Потім трубопровід продувають повітрям з тиском 0,3 МПа для видалення конденсату, що накопичився після подачі пару. Для остаточного видалення вологості з газопроводу протягують паралоновий поршень.

Після продувки в присутності представників експлуатаційної організації газового господарства за допомогою відеокамери перевіряють якість виконаних робіт з відновлення і складають відповідний акт.

Для запобігання попадання в поліетиленовий газопровід сторонніх предметів, вологості й бруду з обох боків його закривають заглушками, як і при протягуванні звичайних труб із ПЕ 80 і ПЕ 100.

Газопровід приймають в експлуатацію після проведення випробувань на міцність та герметичність.

Протягування ПЕ труби холодним способом – технологія «СУБЛАЙН»

Профілювання ПЕ труб холодним способом здійснюють безпосередньо на місці виконання робіт або поблизу нього. Порядок проведення робіт аналогічний іншим технологіям, наприклад, «У-ЛАЙНЕР».

Технологію «СУБЛАЙН» застосовують для реновації зношених газо- і водопроводів, а також каналізації. Поліетиленову трубу профілюють (надають їй характерну форму) за допомогою бандажів, після чого вона вільно протягується в сталевий газопровід. Таким чином реконструюють трубопроводи діаметром від 75 до 1600 мм з SDR від 26 до 80, швидкість протягування в середньому складає 2-4 м/хв, а механічні зусилля можуть досягати 8 т.

Після закінчення робіт з протяжки кінець труби вирівнюють домкратом, а потім встановлюють спеціальний круглий фланець, до якого кріплять заглушку.

Під дією внутрішнього тиску води профільована труба відновлює свою форму.

Дану технологію широко застосовують за кордоном для ремонту трубопроводів великої довжини, при цьому на місце проведення робіт зварену встик пліть доставляють водними шляхами.

17.2.5. Відновлення старої труби – технологія «ФЕНІКС»

Технологію «ФЕНІКС» вперше було застосовано в Японії для захисту трубопроводних систем від землетрусів. Згодом цей метод став використовуватися в системі газопостачання для санації газопроводів низького і середнього тиску. Отже, він уже понад 15 років успішно і економічно вигідно застосовується багатьма провідними країнами світу для реконструкції газопроводів методом облицювання внутрішньої поверхні сталевих газопроводів за допомогою еластичного шлангу з тканини, що складається з поліефірних та нейлонових компонентів і має внутрішній шар з поліефіру. Така структура шлангу й властивості матеріалів зумовлюють його міцність і водночас гнучкість, а саме – тривалу міцність на розтягування при вигині й тривалий модуль пружності. Нейлонові волокна допомагають розтягуватися шлангу в радіальному напрямку, водночас поліефірні волокна запобігають розтягуванню в поздовжньому напрямку. Завдяки таким властивостям шланг витримує значний внутрішній тиск.

При проведенні ремонтних робіт за технологією «ФЕНІКС» не зменшується прохідний переріз трубопроводів. Внутрішній шар з поліефіру шлангу має значно менший коефіцієнт шорсткості ($k \sim 0,007$), ніж внутрішня поверхня сталевих трубопроводів. Міцність, еластичність і гнучкість шлангу не дозволяють йому розірватися при пошкодженні сталевих газопроводів під дією зовнішніх механічних навантажень. Максимальна довжина ділянки, що відновлюється за одну технологічну операцію, – 500 м. Ще однією перевагою цієї технології є скорочення об'єму земляних робіт, строків реконструкції, збільшення терміну експлуатації до 50 років.

Технологія «ФЕНІКС» характеризується певною послідовністю виконання кожної технологічної операції і чітким дотриманням визначених

технологічних параметрів як при ремонті розподільних газопроводів, так і при відновленні дюкерів. При цьому зношена труба відіграє роль захисної сталеві оболонки. Якщо зношений трубопровід прокладено в високоагресивних ґрунтах або в зоні дії джерел блукаючих струмів (міського електротранспорту, трамвайних колій тощо), його захищають від електрохімічної корозії за допомогою нових засобів електрохімзахисту або залишають існуючі. При цьому проектна організація враховує конкретні умови, пов'язані з прокладкою траси газопроводу, наявністю сумісного захисту і вплив його на інші підземні комунікації й споруди, ступінь відповідальності окремих ділянок газопроводу, його технічний стан, необхідність зберігання міцності сталевих труб тощо. Обраний спосіб захисту газопроводу від корозії проектна організація погоджує з підприємством, яке безпосередньо експлуатує системи захисту.

Санацію газопроводу за технологією «ФЕНІКС» виконують на підставі робочого проекту, до якого включають техніко-економічне обґрунтування, графічну й робочу документацію, виконавчі схеми й креслення, а також на підставі проектів виконання робіт і організації будівництва.

Для виконання робіт використовують спеціальні пристрої та обладнання, розташоване на спеціальній машині. Це баки для води, електрогенератор, розподільний пристрій, парогенератор, реверсивна головка, барабан реверса-машини, валики. Від технологічних можливостей, враховуючи місцеві умови (властивості місцевості, місцезнаходження об'єкта, траси прокладки газопроводу, наявності арматури тощо) приймають довжину ділянки, яка відновлюється (табл. 3.14).

Таблиця 3.14 – Залежність довжини відновлювальної ділянки газопроводу від технічних можливостей обладнання і умовного діаметра газопроводу.

Умовний діаметр газопроводу, мм	Довжина ділянки, що відновлюється	
	спецмашина	спецмашина з великим барабаном
1	2	3
100-250	400	>400
300-500	250	>250>350
600	200	>200<350
700	150	>200<350
800	100-130	>200<350
900 (915)	100	>200<350>200<350

Обов'язково перед основними роботами проводять телеінспекцію внутрішньої поверхні газопроводу за допомогою відеокамери, що дозволяє виявити всі можливі перешкоди, ступінь корозії та обрати найбільш ефективний спосіб очищення. Довжину ділянки, що підлягає очищенню обирають не більше 100м, для якісного видалення забруднень з внутрішньої порожнини сталевих газопроводу. Очищення ділянок більшої довжини виконують за спеціально розробленими технологічними картами. Виявлені значні придавленості й деформації труб, або виступаючі частини зварювальних стиків, а також місця, де очищення не можливо здійснити, вирізають. Потім в котловані до кінців ділянки газопроводу (замість видалених ділянок сталевих газопроводу) приварюють технологічні котушки – ділянки сталевих трубопроводів довжиною не менше 0,6 м. На кінцях зношеної труби, що приєднуються до діючого газопроводу, приварюють котушки довжиною не менше 1,0 м. Довжина технологічної котушки залежить від діаметра газопроводу (табл. 3.15).

Таблиця 3.15 – Залежність довжини котушки від діаметра газопроводу.

Діаметр, мм	Довжина сталеві котушки А-А1, мм
10-250	600
300-500	800
600	900
700	1000
800	1100
900-1200	1400

Схеми виконання монтажних робіт щодо встановлення котушки, трійника й відводу наведені на рис. 3.40.

Зварювальні з'єднання в котлованах перевіряють зовнішнім оглядом і встановлюють на них посилюючі муфти. Завдяки з'єднанню ділянок зношеної труби за допомогою технологічних котушок забезпечується суцільність відновлення газопроводу шлангом по всій його довжині.

Після очищення газопроводу шляхом відеоспостереження перевіряють якість виконаних робіт, за результатами яких складають відповідний акт і визначають можливість виконання наступних дій щодо безперешкодного проходження шлангу по всій довжині очищеної ділянки газопроводу. Рішення про спосіб проведення очищення, телеінспекції і видалення

перешкод із внутрішньої порожнини газопроводу, що відновлюється, або щодо розкопування додаткових котлованів, врізання катушок включають до основного проекту організації будівництва.

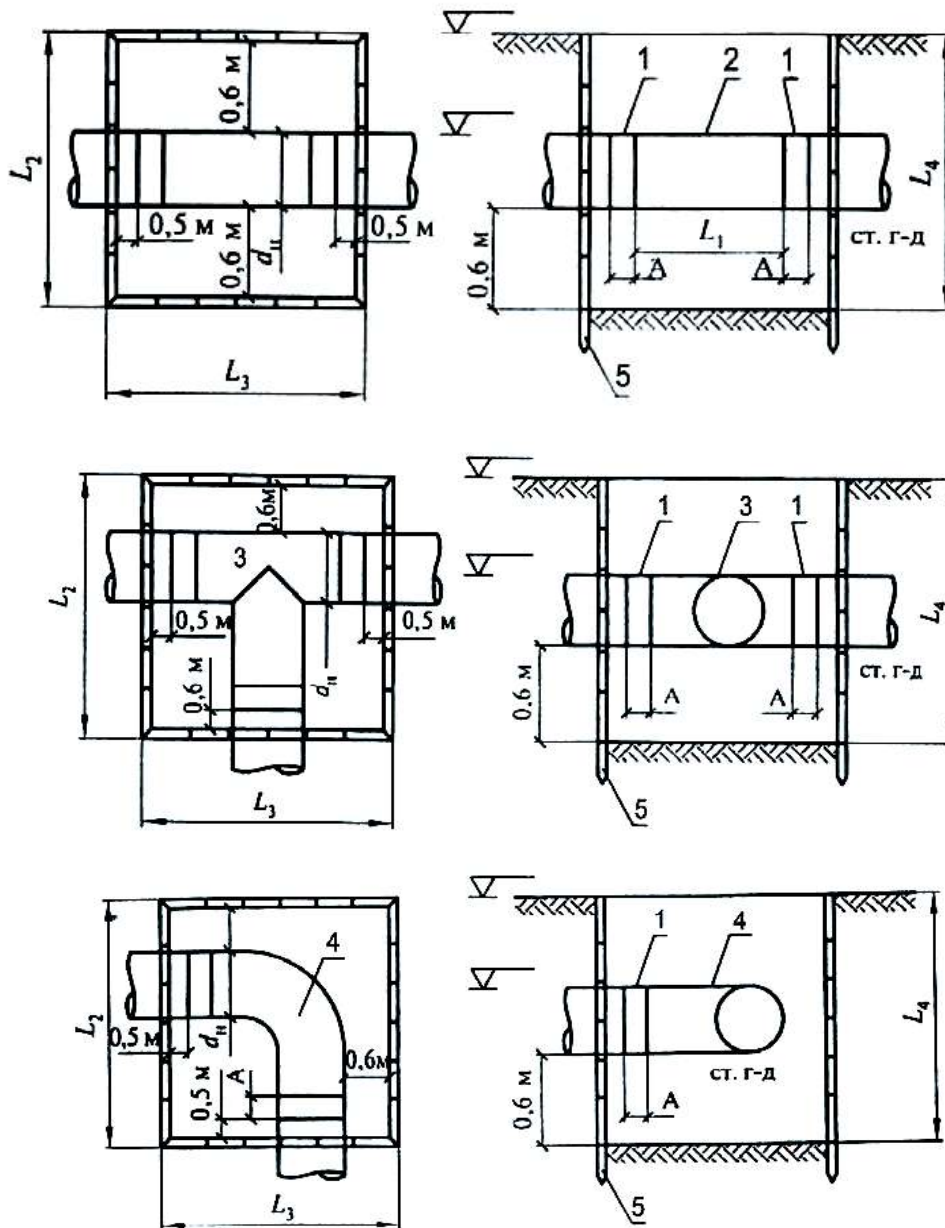


Рис. 3.40 – Схеми виконання монтажних робіт:

1 – технологічна катушка; 2 – катушка, що не підлягає санації; 3 – трійник сталевий; 4 – відвід сталевий; 5 – щити інвентарні

При транспортуванні шлангу на місце проведення робіт використовують барабан, на який намотують шланг. За допомогою спеціального покриття шланг на барабані захищають від механічних пошкоджень. Барабани, на які намотані шланги, й банки з клеєм розташовують в опалювальному приміщенні, яке захистить їх від дії сонячних променів та інших негативних впливів. Захисну оболонку з барабанів знімають

безпосередньо перед початком санації. На барабан або катушку наносять інформацію, яка розкриває відомості про довжину шлангу, його діаметр, дату й номер замовлення, адресу виробника, місце доставки.

Для зберігання і транспортування клею на місце проведення робіт використовують спеціальні банки, на яких вказується дата виготовлення та строки кінцевого терміну використання. Транспортують і зберігають клей при температурі зовнішнього повітря не нижче $-5\text{ }^{\circ}\text{C}$. До складу клею входять два компоненти, які ретельно перемішують безпосередньо перед заливанням у шланг.

Шланг і клей перед початком робіт підлягають вхідному контролю. Візуально перевіряють їх зовнішній вигляд й наявність сертифікатів відповідності; цілісність захисної упаковки на барабані; інформацію від виробника про результати проведених випробувань, паспорт якості. У паспорті відображено: найменування або товарний знак заводу-виробника, дата виготовлення, серійний номер шлангу, номінальний і внутрішній діаметри, довжина, відповідне середовище (для газу), ставлять підпис та штамп відповідальної особи. За допомогою штангенциркуля у двох взаємно перпендикулярних напрямках вимірюють зовнішній діаметр шлангу в нерозправленому вигляді, при цьому похибка вимірювання має бути $\pm 0,1$ мм. Мікрометром з обох кінців вимірюють товщину стінки шлангу. В табл. 3.16 наведено залежність товщини шлангу від діаметра та його щільності.

При розрахунках кількості клею і розмірів шлангу (товщини, діаметра, ширини) враховують діаметр трубопроводу, що підлягає реконструкції. Точність таких розрахунків запобігає створенню зморшок шлангу та сприяє якості його прилипання до стінок труби. Довжину шлангу беруть з деяким запасом в порівнянні з довжиною зношеного газопроводу.

Таблиця 3.16 – Залежність товщини шлангу від діаметра та його щільності.

Діаметр, мм	Товщина стінки, мм	Щільність, г/см ²
125	1,9	0,87
400	2,6	1,07
600	2,6	0,97
700	2,6	0,99
750	2,9	0,93

Роботи з відновлення за технологією «ФЕНІКС» не проводять, якщо температура зовнішнього повітря нижче -15°C і температура ґрунту на глибині газопроводу нижче -5°C . Дану технологію не використовують для відновлення газопроводів, призначених для транспортування зріджених газів. Відновлюють газопроводи з кутами поворотів не більше 60° з метою запобігання появи зморшок. Якщо в процесі відеоспостереження виявляють кути повороту траси газопроводу з радіусом більше 5 діаметрів труби, конденсатозбірники, запірні пристрої та інші не передбачені проектом ділянки газопроводу, які перешкоджають процесу відновлення, то розривають додаткові котловани, видаляють перешкоду і приварюють технологічні катушки. У місцях кутів повороту більше 60° приварюють сталеві катушки з меншим кутом повороту. Після врізання катушок газопровід додатково очищають. Ступінь очищення перевіряють відеокамерою і за результатами відеоспостереження складають відповідний акт.

Безпосередньо на будівельному майданчику в піднятий кінець шлангу заливають клей в кількості, необхідній для якісного просочування шлангу, яка залежить від діаметра трубопроводу (табл. 3.17).

Таблиця 3.17 – Залежність необхідної кількості клею від діаметра газопроводу.

Умовний діаметр газопроводу, мм	100	200	300	400	500	600	700	800
Необхідна кількість клею на 100м газопроводу, кг	100	200	300	400	500	600	760	860

За допомогою стрічки шланг подають до барабану, який знаходиться на реверсі машини, при цьому шланг пропускають між валиками і клей рівномірно розповсюджується по всій довжині шлангу завдяки спеціально підібраним відстаням між валиками машини, одночасно шланг намотується на барабан.

Вивертання шлангу в газопроводі (рис. 3.41) здійснюють при постійній швидкості 2,5 м/хв, довжина якого контролюється відповідно до маркірування на зовнішній поверхні шлангу.

Після вивертання шланга в нього з парогенератора подається пароповітряна суміш з температурою 105°C і тиском 0,1-0,3 МПа. Таким

чином ініціюється процес затвердіння клею. Надлишок пари з протилежного кінця і газопроводу скидається в ємкість для конденсату або в атмосферу через спеціально змонтовані регулюючі пристрої – сопла. Далі витримують час затвердіння клею, він складає від 4 до 5 годин залежно від діаметра й довжини газопроводу, при цьому температура пари знижується до 30 °С. Після затвердіння клею, для запобігання відклеювання шлангу від внутрішньої поверхні газопроводу, його охолоджують, при цьому подають в газопровід повітря з тиском не вище 0,3 МПа і температурою 30 °С. Час охолодження триває від 2 до 6 годин залежно від температури зовнішнього повітря і діаметра газопроводу. На іншому кінці газопроводу, що відновлюється вимірюють температуру повітря. Якщо вона досягає 30 °С, тиск повітря знижують, і процес охолодження припиняють.

i



Рис. 3.41 – Поступове вивертання шлангу в газопроводі



Рис. 3.42 – Якісно виконана робота за технологією «ФЕНІКС»

З обох кінців газопроводу шланг відрізають. Для видалення конденсату, що накопичився після подачі пару, відновлений газопровід продувають повітрям з тиском 0,3 МПа, потім протягують поршень, з паролону, для остаточного видалення конденсату й вологості в середині трубопроводу. За допомогою відеокамери перевіряють якість виконаних робіт (рис. 3.42), про що складають відповідний акт.

Для захисту внутрішньої поверхні кромки шлангу в трубопровід вставляють затискні сталеві кільця.

При виявленні дефектів: розривів шлангу, зморшок тощо шланг видаляють з газопроводу. Для цього по всій довжині газопроводу його

підігрівають парою до температури 100-105°C, потім з одного боку до зіпсованого шлангу приєднують трос і обережно й повільно лебідкою витягують з протилежного боку газопроводу. Після цього процес відновлення повторюють з дотриманням всіх технологічних параметрів.

За допомогою відеокамери перевіряють якість проведених робіт з відновлення газопроводу за технологією «ФЕНІКС». При позитивних результатах контролю шланг відрізають. З обох боків газопровід закривають заглушками і таким чином запобігають попаданню в газопровід бруду, сторонніх предметів, вологості тощо.

Переваги технології «ФЕНІКС»

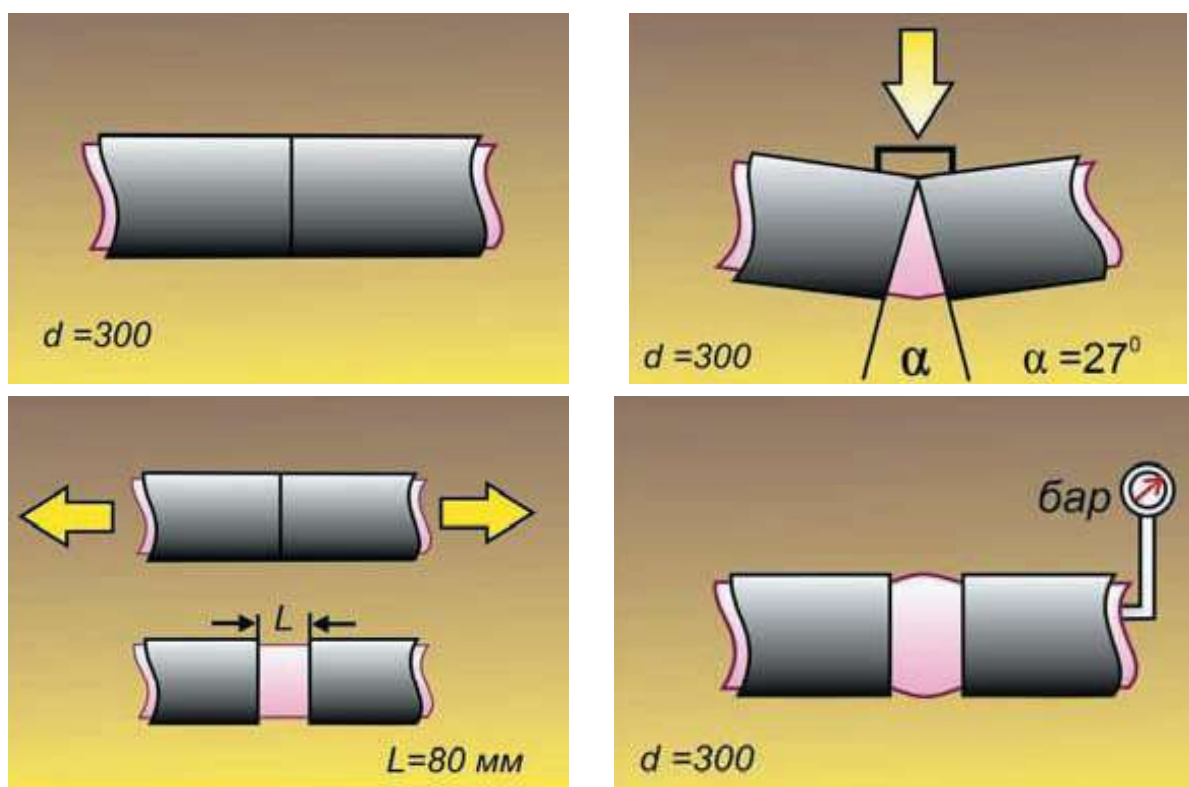


Рис. 3.43 – Приклад можливого руйнування труби, при якому шланг залишається непошкодженим

1. Міцність шлангу в момент розриву перевищує міцність склеювання зі сталеву трубою, тому при руйнуванні сталевого трубопроводу внаслідок сильного пересування ґрунту шланг залишається непошкодженим (рис. 3.43).
2. Мінімальний шкідливий вплив на навколишнє середовище.
3. Зменшення робіт з виїмки ґрунту.

4. Відновлення важкодоступних ділянок діаметром від 100 до 1000 мм.
5. Висока надійність відновлених газопроводів.
6. Довготривалий термін служби відновленого трубопроводу – 50 років.

Основні фактори визначення можливості використання технології «ФЕНІКС» для газопроводів, що експлуатуються під тиском газу від 4 до 30 бар (0,4 МПа до 3 МПа). При використанні технології «ФЕНІКС» для газопроводів високого тиску – від 4 до 30 бар значно змінюються умови санування трубопроводів. Виникає необхідність врахування нових критеріїв і факторів. Насамперед виникає потреба в отриманні однакового діаметра труби для реконструкції. Для цього слід шпаклювати, встановлені в газопроводах високого тиску насувні муфти і розширювачі. Крім цього, дана операція дасть змогу запобігти накопичуванню об'ємів газу в порожнинах, які існують всередині.

Другою, не менш важливою проблемою, є санування трубопроводу з внутрішньою бітумною ізоляцією. Такі труби відновлюють при певній температурі, яка не пошкоджує ізоляцію під час твердіння спеціальної тканинної панчохи в трубі.

Виникає багато питань щодо особливостей експлуатації газопроводів під високим тиском газу, наприклад: ступінь міцності та якості матеріалів, з яких виготовляють шланг та клей; міцність відновлених сталевих газопроводів з певними дефектами металу труби і максимальний строк експлуатації під дією внутрішнього тиску; вплив внутрішнього тиску в газопроводі на опір продавлюванню; стан системи при зниженні тиску в газопроводі, зміна параметрів загальних етапів технології при проведенні робіт з відновлення, вплив протікання зовнішньої корозії сталеві оболонки на довготривалість експлуатації відновленого газопроводу. Останнім часом за кордоном вирішують цю проблему, використовуючи для санації трубопроводів комбіновану тканинну панчошу. Така панчоха легко сприймає зовнішні навантаження. Крім цього перед санацією трубопроводів слід провести спеціальні дослідження та випробування. Проведення досліджень повинно бути направлено на вивчення властивостей матеріалів, таких як хімічне й фізичне напруження матеріалів, що виникає у процесі експлуатації, а також можливих пошкоджень через руйнування міцності труб, виявлення опору відшаровуванню, випробування на витримку при свердлінні.

Для якісного виконання реконструкції важливим є забезпечення:

- 1) високої якості очищення внутрішньої поверхні сталевго газопроводу;
- 2) покращення насичування шлангу клеєм за рахунок використання двокомпонентного клею з меншою в'язкістю;
- 3) удосконалення форми валиків для більш рівномірного розподілу клею по всій довжині шлангу;
- 4) зменшення швидкості подачі шлангу в газопровід;
- 5) проведення робіт з відновлення при температурі зовнішнього повітря не менше +5°C;
- б) подання більш високого тиску повітря під час процесу затвердіння клею.

З'ясовують також товщину тканини згідно з нормативами з метою виявлення змін при вивертанні шлангу (панчохи). Для цього із зразка шлангу довжиною 15 м вирізають (з початку, середини й кінця зразка) через однаковий проміжок відрізок розмірами 5x5см. Потім вимірюють товщину кожного відрізка шлангу з точністю до 0,1 мм. За допомогою аналітичних терезів з'ясовують масу відрізків. На відрізках шлангу рахують кількість волокон в поздовжньому й поперечному напрямках. Якщо відхилення маси й товщини стінки відрізків шлангу складають не більше 3% від середнього їх значення, то процес вивертання в трубопроводі не впливає на структуру шлангу.

Шляхом проведення експериментів визначають максимальний діаметр наскрізних корозійних пошкоджень металу сталевго газопроводу, а також максимальну величину зазору між кромками пошкодженого зварювального з'єднання, які можна залишати без додаткового ремонту при відновленні, а також експлуатації відновленого газопроводу. З'ясовують міцність шлангу в цих місцях під дією високого тиску газу. Для цього беруть зразки відновленого сталевго газопроводу довжиною 1 м з наскрізними отворами діаметром 1 см, 2 см, 3, 4, 5 і 7 см в них подають повітря з тиском до 115 бар. Потім з'ясовують міцність шлангу в місцях пошкоджень зварювальних з'єднань і металу труби. Якщо величина зазору між кромками зварювального шва при розриві становить від 5 до 10 см, то відновлений газопровід *не можна* експлуатувати при високому тиску без попереднього ремонту.

Визначають також інтенсивність процесів корозії металу сталевго оболонки, особливо з наскрізними корозійними пошкодженнями діаметром 5 см і більше, й термін експлуатації відновленого трубопроводу з такими

пошкодженнями. Результати випробувань показали, що процес корозії металу труби відновленого газопроводу значно зменшується при наявності діючої катодної поляризації або станції катодного захисту. При відсутності електрохімічного захисту металу труби в місцях пошкоджень вільно протікають корозійні процеси з досить великим ступенем зношення (1 мм за рік), а також за короткий термін виникають нові корозійні пошкодження металу. В реальних умовах термін служби відновлених газопроводів становить від 15 до 40 років з корозійним пошкодженням діаметром 5 см при товщині стінки труби не менше 5 мм.

У місцях наскрізних корозійних пошкоджень металу труби (у відновленого газопроводу) виникає контакт шлангу з ґрунтом. Щоб з'ясувати дію мікроорганізмів, що знаходяться в ґрунті, на шланг, зразки шлангу розміщують в біологічно активному середовищі (наприклад перегнійний ґрунт) і зберігають там протягом 6 місяців при температурі 30 та 95 °С. Якщо в результаті експерименту крім легкого зменшення кольору не виникло ніяких змін, результати випробування вважають позитивними і визначають, що шланг має високу стійкість проти дії мікроорганізмів ґрунту.

Після цього проводять випробування шлангу на міцність. Для цього зразки шлангу діаметром 1 мм затискають між фланцями за допомогою поршня і нагнітають тиск повітря до розриву зразка шлангу. Вимірюють силу опору продавлюванню шлангу.

Немаловажливим для визначення можливості використання технології «ФЕНІКС» для відновлення газопроводів високого тиску є техніко-економічне обґрунтування зі з'ясуванням рентабельності реконструкції.

При експлуатації трубопроводів високого тиску, санованих за технологією «ФЕНІКС», з'ясовують недоліки, викликані недотриманням технології та технологічних процесів.

Недоліки при сануванні і їх причини:

- панчоха не склеюється зі стінкою труби, незважаючи на правильний розрахунок (*причина* – неякісне очищення трубопроводу);
- панчоха не прилягає до стінки труби або утворює зморшки (*причина*: не проведено калібрування труби, не було враховано діаметр труби при розрахунках розміру панчохи та кількості клею);
- відшарування панчохи після санування, незважаючи на якісне очищення труби і правильний розрахунок панчохи та необхідної

кількості клею (*причина* – не витримано час твердіння - відновлювальні сили обумовлюють відшарування);

- локальне руйнування панчохи при вводиті її в трубу (*причина* – неякісно оброблені результати контролю відеокамерою при виявленні перешкод).

Крім цього привести до аварійної ситуації можуть такі недоліки:

- невірно розрахована кількість клею, недостатнє просочення панчохи;
- використання клею при мінусових температурах;
- еякісна панчоха.

«Газова подушка» при зменшенні тиску в газопроводі ззовні давить на шланг, при недостатній міцності склеювання приводить до виникнення порожнини між шлангом і стінкою труби. Для перешкодження цьому використовують більш міцний шлаг з модифікованою структурою тканини і клей з більш високим опором розклеюванню, або застосовують модифікований газонепроникний шланг і клей з більшою міцністю склеювання.

17.2.6. Безтраншейні технології будівництва газопроводів

Останнім часом все більше країн світу застосовують нову техніку і технології для будівництва газових мереж із поліетиленових труб. Особливе місце тут займають безтраншейні технології. Першими їх стали застосовувати фірми Німеччини, США, Англії, Голландії, Італії, а згодом і Росії. Виконання робіт через річку було полігоном перевірки теорії даної технології. Прокладали поліетиленову трубу діаметром 225 мм. Ширина річки по гладкій поверхні води 96 м, глибина свердловини – 6,5 м, загальна довжина переходу – 127 м. Роботи виконували чотири з половиною дні. Витрати на будівництво були в три рази менші, ніж при традиційному способі переходу.

У 1996 р. за даною технологією було виконано прокладку трубопроводу через залізницю. Футляр труби діаметром 426 мм і довжиною 48 м на глибині 3 м був прокладений за півтора дні.

Газопровід довжиною 39 км був збудований за 1,5 місяця. Під річками й озерами проклали 2343 м мережі, що складає 6 % від усієї її довжини.

У Росії під руслами річок були виконані наступні переходи:

- під річкою Тобол – труба діаметром 225 мм, довжиною 271 м;
- під річкою Тура – труба діаметром 225 мм, довжиною 268 м;
- під річкою Пішма – труба діаметром 325 мм, довжиною 178 м.

Короткий екскурс в історію підкреслює високу ефективність, надійність та економічність безтраншейних технологій.

Переваги безтраншейних технологій. Наведемо ряд факторів природного і штучного походження, що підкреслюють особливу актуальність впровадження безтраншейних технологій для будівництва й реконструкції підземних комунікацій у нестандартних, найчастіше експериментальних умовах:

- під ріками, озерами (рис. 3.44), ярами, лісовими масивами, сільськогосподарськими об'єктами;

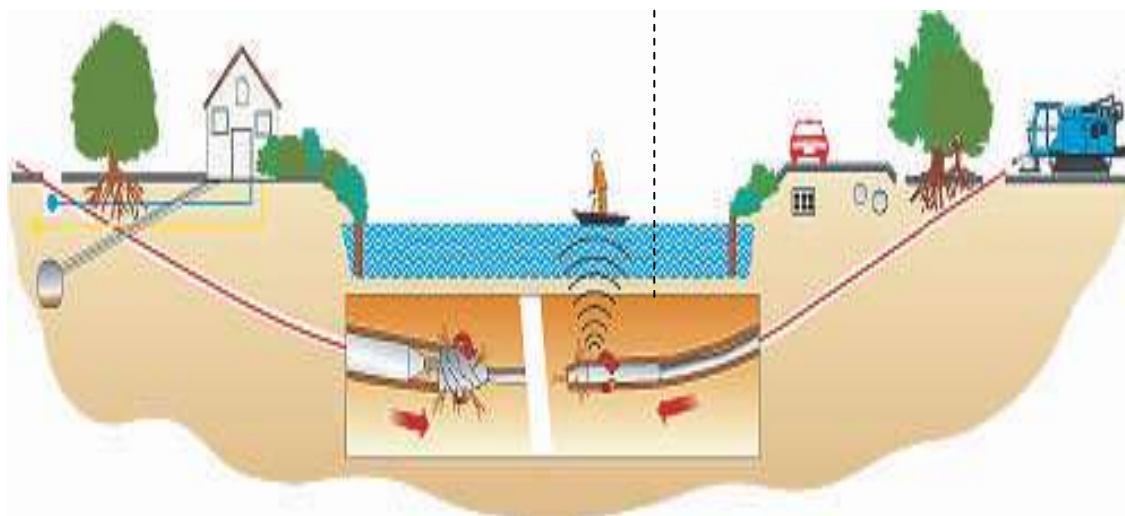


Рис. 3.44 – Безтраншейна прокладка труб під водними перешкодами

- у специфічних ґрунтах (скельні породи, плавуні та ін.);
- в охоронних зонах високовольтних повітряних ліній електропередач, магістральних газо-, нафто-, продуктопроводів;
- щільної житлової забудови міст при проходженні траси під автомагістралями, трамвайними шляхами, скверами, парками;
- діючих залізничних й автомобільних доріг, та злітнопосадочних смуг аеропортів;
- на території промислових підприємств, включаючи введення комунікацій у виробничі корпуси в умовах діючого виробництва;
- скорочення термінів і обсягу організаційно-технічних погоджень перед початком робіт у зв'язку з відсутністю необхідності припинення руху усіх видів наземного транспорту, перекриття автомобільних і залізничних доріг.

Безтраншейні технології дозволяють:

- значно скоротити терміни виконання робіт за рахунок використання високотехнологічних бурових комплексів з високою швидкістю проходки;
- скоротити кількості застосування для прокладки трубопроводів важкої техніки і робочої сили;
- зменшити аварійні ситуації;
- збільшити термін знаходження трубопроводів у робочому стані;
- формувати траєкторію свердловини практично у будь-якому напрямку за рахунок природного вигину бурових штанг.

При проведенні робіт за допомогою технології виключається:

- 1) необхідність відновлення дорожнього покриття;
- 2) порушення звичайного режиму життя міст, селищ;
- 3) викидання ґрунту, який забруднює територію;
- 4) перекриття транспортних магістралей;
- 5) знищення зелених насаджень.

Внаслідок вищеперерахованого значно скорочується обсяг робіт. При перетині водних перешкод виключається виконання водолазних робіт, що зменшує витрату коштів на будівництво.

Але поряд з певними перевагами в технології є й недоліки – це неточності при проведенні робіт; зсув ґрунту і можливе нанесення пошкоджень існуючим комунікаціям.

До технологій безтраншейної прокладки трубопроводів відноситься:

- горизонтальне буріння з промиванням;
- горизонтально спрямоване буріння;
- заглиблення та протягування трубопроводу в ґрунті;
- руйнування або продавлювання старої труби.

Горизонтальне буріння з промиванням – технологія виконання керуючого цілеспрямованого буріння через будь-які перешкоди. Цей метод полягає в розчиненні ґрунту високонапорним водяним струмом (течією). В виконану таким чином свердловину втягують необхідну трубу.

Руйнування або продавлювання (видавлювання) старої труби – безтраншейна технологія, що полягає в руйнуванні старої труби за допомогою різноманітних ріжучих інструментів або її видавлюванні на поверхню спеціальним пристроєм.

Горизонтально спрямоване буріння (ГСБ) – більш ефективна технологія. За її допомогою можна здолати перешкоди на великій відстані. Техніка, яку застосовують для виконання робіт, здатна проводити буріння не тільки в рихлому ґрунті, а й в твердій гірській породі. Прокладку трубопроводів можна здійснювати без попереднього піщаного засипання завдяки застосуванню багатошарових труб або труб із зшитого поліетилену (рис. 3.45).



Рис. 3.45 – Укладання ПЕ трубопроводу без піщаного засипання

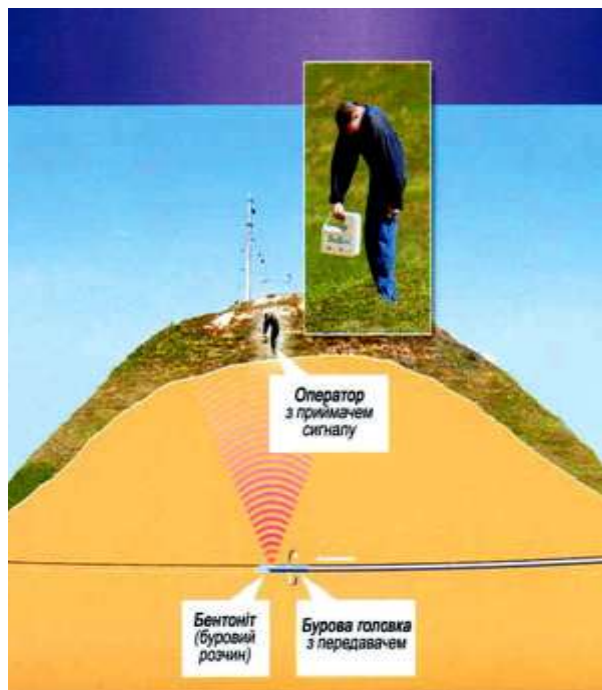


Рис. 3.46 – Контроль за буровою головкою

Принцип технології полягає в бурінні пілотної свердловини в ґрунті, що прокладається за допомогою бурової головки.

Буровий розчин. Найважливішим фактором ефективного застосування технології ГСБ є використання на всіх етапах виконання робіт високоякісних бурових розчинів. Буровий розчин – це суміш води і спеціальних добавок, співвідношення і концентрація яких визначають відповідно до типу ґрунту й умов буріння.

Основними інгредієнтами бурового розчину є спеціальні глини, бетоніти і полімери. Крім цього, використовують добавки для поліпшення хімічного складу води, запобігання налипанню ґрунту на буровий інструмент і штанги. Склад розчину вибирають залежно від типу ґрунту.

Основні функції бурового розчину:

- охолодження і змащування ріжучого інструменту;

- видалення ґрунту з бурової свердловини;
- формування міцних стінок пілотної свердловини (бурового каналу);
- створення надлишкового тиску всередині пілотної свердловини (бурового каналу) і тим самим запобігання проникненню ґрунтових вод в буровий розчин;
- стабілізація бурової свердловини, збереження її від обвалу, який може виникнути внаслідок тиску оточуючого ґрунту.

Бурова головка. Керування рухом головки за заданою траєкторією здійснюється за допомогою системи локації. Високочастотні комп'ютерні системи контролю дають змогу одержати усю необхідну інформацію траєкторії руху бурової головки і передають її на дисплей оператора (рис. 3.46).

Інформація трансформується в цифрові значення, що відображають на екрані монітора місце перебування передньої частини різця та положення його скосу. У разі відхилення від проектної траєкторії оператор зупиняє обертання приводних штанг миттєвим вимиканням приводу. Комп'ютерна система керування дозволяє також здійснювати, залежно від ґрунтових умов, автоматичне регулювання параметрів буріння: швидкості обертання бурової головки і розширювача, параметри тиску в гідросистемі, зусиль витягування штанг.

Планування і розрахунок траєкторії буріння. Траєкторію буріння розраховують до початку проведення робіт. Основні моменти планування робіт: визначення довжини і глибини шляху; облік підземних перешкод; одержання інформації про існуючі підземні структури; (наявність карт підземних комунікацій; одержання дозволу на проведення робіт; порядок повідомлення служб єдиного виклику (аварійних служб і служб дорожнього руху); інспектування місць роботи; визначення джерел ризику.

Траєкторія буріння може бути розмічена прямо на поверхні або на кресленні.

Розрахунок траєкторії буріння виконують за допомогою спеціальних діаграм, які дозволяють розрахувати мінімальні радіуси кривизни ланцюга штанг і матеріалу, що укладається, кути входу і виходу бура відносно поверхні землі, дистанції повернення (відстані від початку або кінця шляху буріння до точки горизонтальної ділянки буріння).

При розрахунках траєкторії буріння обов'язково враховують потужні характеристики устаткування ГСБ. На етапі планування також оцінюють

стан ґрунту (щільність, вміст вологи, пористість, липкість, наявність каміння і підземних вод). Оцінка стану ґрунту впливає на вибір інструменту і склад бурового розчину. На данному етапі комплектують інструмент і підбирають необхідне обладнання, а також складають контрольний перелік питань, якими керуються при проведенні робіт.

Технологія горизонтально спрямованого буріння

Перед початком робіт визначають трасу і вибирають площу для встановлення машини і складування труб. Складають графік своєчасного постачання бурового розчину. Після закінчення підготовчих робіт устаткування для буріння закріплюють за допомогою анкерного стояка.

Бурове устаткування обслуговують три робітники: оператор машини, оператор локатора і робітник, який готує буровий розчин.

Перший і особливо відповідальний етап робіт в безтраншейній прокладці мереж є буріння пілотної свердловини. Від даного етапу залежить якість кінцевого результату. Буріння здійснюється за допомогою породоруйнівального інструменту – бурової головки зі скосом у передній частині.

Бурову головку приєднують до гнучкої приводної штанги, що дозволяє керувати процесом виконання робіт і обходити виявлені перешкоди. У відвід бурової головки подають спеціальний буровий розчин, який попадає в свердловину і утворює суспензію із земляною породою. Він зменшує тертя на буровій головці й штанзі, охороняє свердловину від обвалів, охолоджує породоруйнівний інструмент, очищує свердловину від уламків, виносячи їх на поверхню (рис. 3.47).

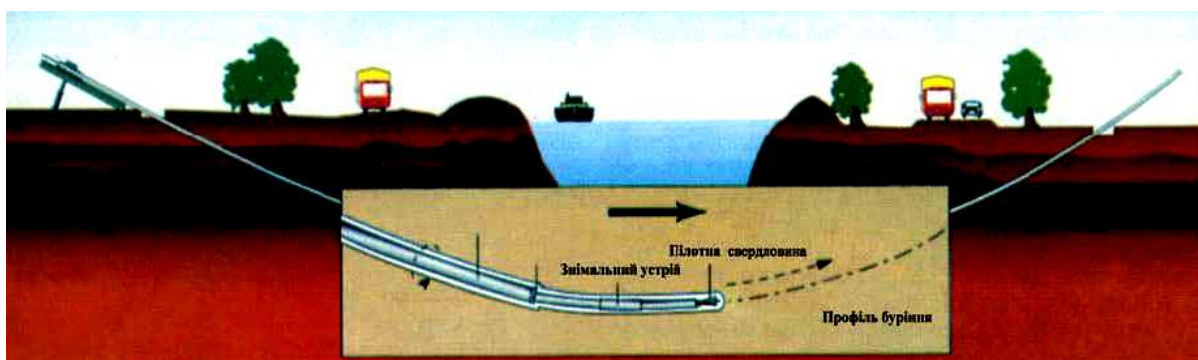


Рис. 3.47 – Прокладання пілотної свердловини

Головка оснащена передавачем, що вмонтований в ній або закріплений в штанзі поблизу. По мірі просування бурової головки переда-

вач подає сигнал, який фіксує приймач. Це дозволяє проводити моніторинг виконання робіт: глибини, напрямку та інших параметрів буріння.

Бурова головка нахилена таким чином, що при постійному обертанні бурової штанги в поєднанні з натиском здійснювалось спрямоване буріння свердловини. У процесі прокладання пілотної свердловини необхідно контролювати кут нахилу бурових штанг, відхилення бурової головки від заданої траєкторії та швидкість її проходження.

Після виходу бура в наміченій точці бурову головку заміняють на розширювач зворотної дії відповідного діаметра (200-1400 мм). Він протягується через пілотну свердловину в зворотному напрямку, таким чином розширюючи її (рис. 3.48).

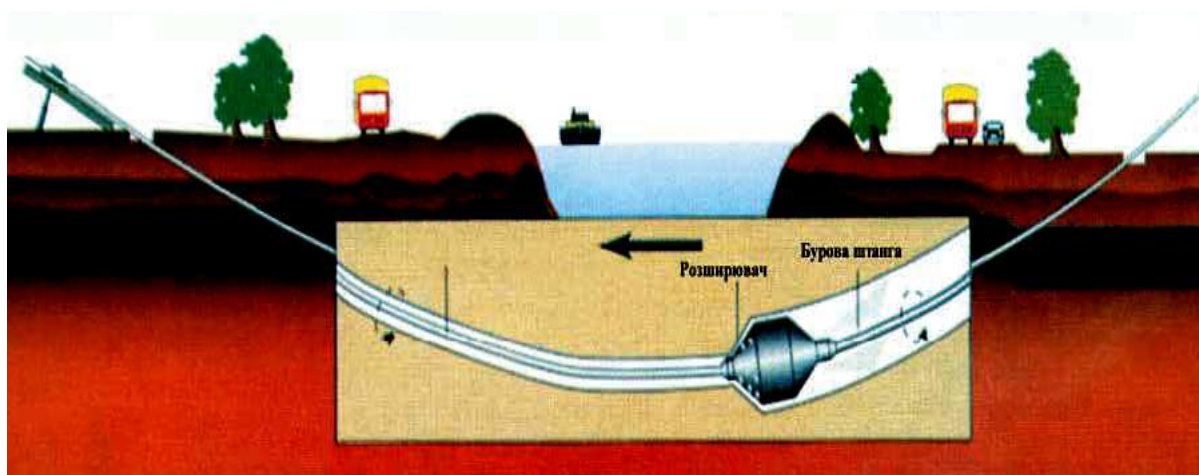


Рис. 3.48 – Збільшення діаметра свердловини за допомогою розширювача

Для забезпечення безперешкодного втягування труби через розширену свердловину діаметр розширювача беруть на 25-30% більшим за діаметр трубопроводу (рис. 3.49).

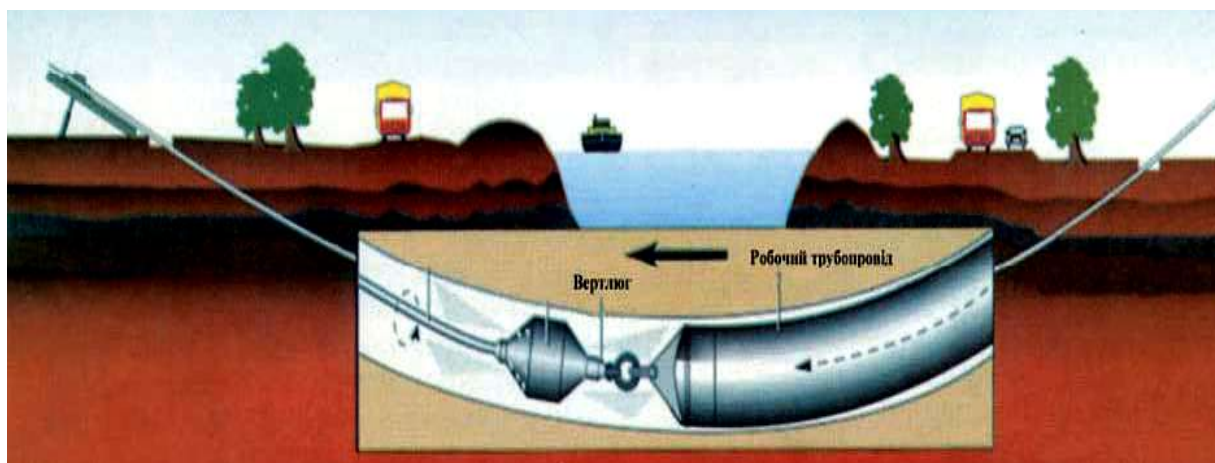


Рис. 3.49 – Втягування робочого трубопроводу

У ході цього процесу також подається буровий розчин, який зміцнює стінки проходу від обвалів, знижує тертя трубопроводу, що втягується, а також заповнює порожнини в ґрунті й виносить на поверхню бруд.

Після появи із свердловини робочої труби операція завершується, трубопровід встановлено.

Роботи, пов'язані з бурінням, як правило, виконують при плюсових температурах оточуючого середовища. Але прокладку газопроводів великої довжини можна здійснювати і при мінусовій температурі, але їх слід виконувати цілодобово. Бурильні установки в такому випадку утримують в закритому місці де температура не нижче +5 °С.

Напруження в стінці ПЕ труби при їх протягуванні не повинна перевищувати 50 % границі плинності матеріалу.

Максимально допустиме зусилля протягування $P_{гп}$ розраховують за формулою

$$P_{гп} = \frac{0,7\sigma_r \pi(d_3^2 - d_в^2)}{4}, \quad (3.14)$$

де $P_{гп}$ – зусилля протягування, Н;

σ_r – границя плинності матеріалу, Н/мм²;

d_3 – зовнішній діаметр труби газопроводу, мм;

$d_в$ – внутрішній діаметр труби газопроводу, мм.

У будь-якому разі максимально допустиме зусилля протягування $P_{гп}$ по буровому каналу не повинно перевищувати величини, що вказана в табл. 3.18.

Таблиця 3.18 – Залежність $P_{гп}$ від матеріалу ПЕ труби, SDR й діаметра труби.

Діаметр і товщина стінки труби газопроводу, мм	Максимально допустиме зусилля протягування газопроводу із ПЕ труби $P_{гп}$, Н	
	матеріал труби	
1	2	3
SDR 11	ПЕ 80	ПЕ 100
1. 20x30	1200	2000
2. 25x3	1500	2500
3. 32x3	2000	3400
4. 40x3,7	3000	5000

5. 50x4,6	4900	8000
6. 63x5,8	7800	13000
7. 75x6,8	11000	18000
8. 90x8,2	15700	26000
9. 110x10	23000	39000
10. 125x11,4	30400	50600
11. 140x12,7	38000	63000
12. 160x14,6	50000	83000
13. 180x16,4	63000	105000
14. 200x18,2	78000	130000
15. 225x20,5	98000	164000

При розрахунках зусилля протягування враховують міцнісні характеристики поліетилену:

ПЕ 80 – σ_T – 15,0 МПа;

ПЕ 100 – σ_T – 25,0 МПа.

Діаметр бурового каналу залежить від довжини газопроводу і діаметра ПЕ труби (табл. 3.19).

Таблиця 3.19 – Відповідність діаметра бурового каналу діаметру ПЕ труби й довжині газопроводу.

Довжина газопроводу, м	Діаметр бурового каналу
Менше 50	$\geq 1,2$ діаметра труби
50 – 100	$\geq 1,3$ діаметра труби
100 – 300	$\geq 1,4$ діаметра труби
Більше 300	$\geq 1,5$ діаметра труби

Для твердого ґрунту – сухої глини й щільного піску діаметр бурового каналу завжди приймають більше діаметра труби на 1,5.

Заглиблення та протягування трубопроводу в ґрунті. Ці методи безтраншейної технології будівництва трубопроводів застосовують в місцях, де відсутні підземні комунікації, рівний рельєф поверхні землі без ярів, крутих схилів і водяних перешкод. При цьому радіус повороту осі траси не повинен перевищувати 2% на 1м довжини при використанні методу протягування і 10% для методу заглиблення. Температура ґрунту по всій глибині прокладки має бути вище 0°C.

Котловани (вхідний і приймальний) копають одноковшовими екскаваторами. Ухил котловану з боку втягування і прийому поліетиленової пліти повинен бути не більше 15°. Ширина котловану встановлюється з урахуванням зовнішнього діаметра ПЕ труби ($D_n + 0,5$ м), довжина визначається розмірами робочого органа трактора (ножовий розширювач «кріт» або плужний розширювач) зі збільшенням довжини на ухил котловану.

Сутність методу протягування. Протягування здійснюють гусеничним трактором з потужністю, яка здатна подолати опір ґрунту. Трубопровід зтягують в круглий підземний канал, що формується плугово-ножовим робочим органом трактора, оснащеного спеціальним розширювачем – «кротом», прикріпленим до тильної сторони ножа цанговим пристроєм. Таким чином, при переміщенні трактора здійснюється формування підземного тунелю з гладкими стінками, в який і протягують трубу довжиною до 400 м. При цьому ґрунт на поверхню землі практично не викидається, тому що він добре ущільнюється плуговим ножем.

Сутність методу заглиблення. Полягає у формуванні підземного каналу спеціальним коробчастим плужним розширювачем, що прикріплюється як додаткове навісне устаткування до сталевого ікла трактора. Поліетиленову трубу (батіг) прикріплюють до короба плуга і в міру просування трактора по трасі заглиблюють її у формований підземний канал. При цьому напруження у стінці труби мінімальні і не залежать від довжини трубопроводу, що укладається.

Максимальне зусилля протягування при використанні даних методів визначають за формулою

$$N_{\max} = \delta S u_p u_c u_d, \quad (3.15)$$

де δ – границя плинності матеріалу труб, рівна 19,0 МПа для труб з ПЕ 100 і 15,0 МПа для труб з ПЕ 80;

S – площа перерізу діаметра труби, см²;

u_p – коефіцієнт умов роботи, рівний 0,6;

u_c – коефіцієнт надійності стикових з'єднань, рівний 0,95;

u_d – динамічний коефіцієнт, рівний 0,67.

Для контролю зусилля протягування ножовий розширювач – «кріт» обладнаний механічним, гідравлічним або електричним силовимірювачем,

індикатор якого знаходиться в кабіні тягового засобу (бульдозера). Протягування труб бульдозером, не оснащеним силовимірювачем, не допускається, оскільки в трубах можуть виникати пластичні деформації, що ведуть до стоншення стінки труби.

Рух тягового засобу (протягування ПЕ труб) здійснюється від вхідного котловану до прийомного зі швидкістю не більше 2 км/год. Для запобігання пошкодженню труби на її торець установлюють захисний пристрій, діаметр якого на 20-30 мм більший діаметра труби.

Ножовий розширювач «кріт» оснащений системою подачі бурового розчину або води в простір утвореного підземного тунелю.

При використанні методу заглиблення перед початком виконання робіт зварені труби розкладають по осі траси трубопроводу, а з рухом трактора піднімають і по роликівих напрямних укладають у плужний заглиблювач. При температурі повітря вище +5°C укладання труб можна виконувати з барабана, який навішується на трактор. Заглиблювальні роботи здійснюють машини і механізми з високими потужностями і великою вагою.

Трубний батіг вводиться в ґрунт з вигином у вертикальній площині через порожній простір коробчатого плуга, причому труба для зниження напружень рухається по роликівих опорах усередині короба, які забезпечують плавний вигин труби. Труби укладають в ґрунт з мінімальним зусиллям розтягання і, отже, без ризику пошкодження. Довжина батога, що укладається, не обмежена і залежить тільки від ґрунтових умов, рельєфу місцевості й наявності пересічних перешкод. На виході труби з короба встановлюють притискний ролик, що постійно утримує трубу на необхідному рівні доти, поки над нею не з'явиться замкнутий верхній шар ґрунту. Вертикальна конструкція плужного короба сприяє тому, що піднятий шар ґрунту падає позаду, покриваючи трубу.

Швидкість руху трактора при заглибленні трубного батога може скласти до 3 км / год і залежить від породи ґрунту.

Руйнування або продавлювання (видавлювання, забивання) старої труби

Методом руйнування старої труби здебільшого реконструюють мережі з чавуну, залізобетону, а також із сталі.

Серед безтраншейних технологій даний метод відновлення комунікацій, заміна існуючих систем з попереднім руйнуванням аварійного трубопроводу має свої переваги. До них варто віднести наступні: такі технології менш трудомісткі у порівнянні з іншими, збільшуючи діаметр, можна досягти значного зростання пропускної здатності трубопроводів. Для реалізації цих методів використовують поліетиленові багатошарові труби, що витримують значні навантаження і мають термін експлуатації 50-100 років. Застосовуючи такі технологічні рішення, можна працювати в умовах нестабільних ґрунтів. У порівнянні з відкритим способом перекладки трубопроводів відсутній ризик пошкодження існуючих комунікацій. Ущільнення ґрунту має місце не в такій мірі, як при застосуванні інших технологій. Немає необхідності очищення внутрішньої порожнини відновлюваного трубопроводу. Однією з найважливіших переваг є також екскавація ґрунту при виконанні ремонтно-будівельних робіт.

Сутність методу полягає в способі пересування ножа (бурової головки) по старому трубопроводу, руйнуючи його. Пересування головки, як правило, здійснюється двома способами:

- за допомогою потужної лебідки з сталевим тросом або шлангами (рис. 3.50);
- за допомогою пневмоудару (пневматичного устаткування) (рис. 3.51).

Лебідку PORTA WINCH застосовують для роботи в тісному приміщенні, колодязях, підвалах тощо.

Пневматичне устаткування ІМПАКТОР руйнує стару трубу завдяки імпульсній ударно-обертовій дії. Його застосовують з системами (машинами) горизонтально спрямованого буріння (ГСБ).



Рис. 3.50 – Лебідка PORTA WINCH

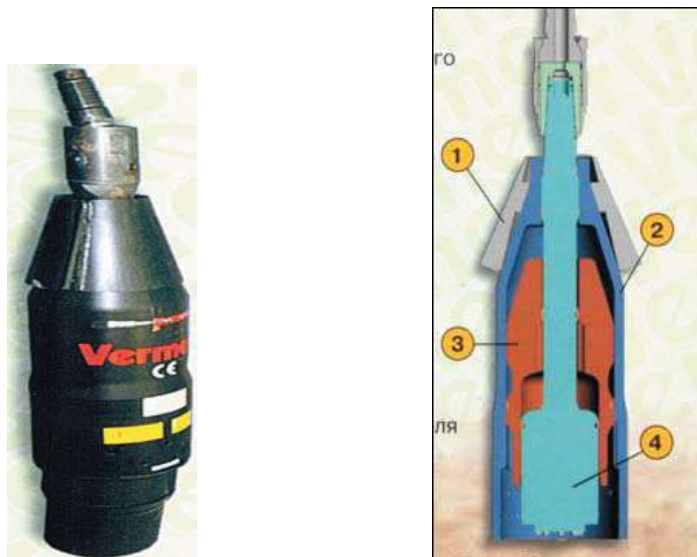


Рис. 3.51 – Пневматичне устаткування ІМПАСТОР: а – загальний вигляд; б – розріз (1 – набір лопаток; 2 – корпус; 3 – ударник; 4 – розширювач)

Принцип роботи пневматичного устаткування «Impactor».

1. Верстат ГСБ приєднують до джерела стиснутого повітря й встановлюють в колодязі. Розміщення його на дорозі перешкоджає рухові транспорту.
2. Робочий орган протягують до наступного колодязя, після чого здійснюють прохід до стартової площадки. Головку можна проводити через частково зруйновану трубу, що дозволяє відмовитись від шурфів й запобігти розкопкам.
3. Нові труби, зварені раніше, приєднують до пристрою ІМПАСТОР за допомогою поліетиленового адаптера.
4. ІМПАСТОР приєднують до робочого інструменту й систему вводять в трубу. При зворотньому протягуванні стара труба руйнується і одночасно втягується нова ПЕ труба.
5. Виймають ІМПАСТОР через існуючий колодязь, що значно зменшує об'єм земляних робіт.

На рис. 3.52 зображено принцип роботи ІМПАСТОР.

Крім ІМПАСТОР існує й інше устаткування для руйнування старих труб. Це – Т40, Т65, Т85, Т125, Т350 й т.ін.

Принцип роботи руйнувача труб Т40, Т65, Т85, Т125, Т350.

1. Підготовка ПЕ труби для протягування.

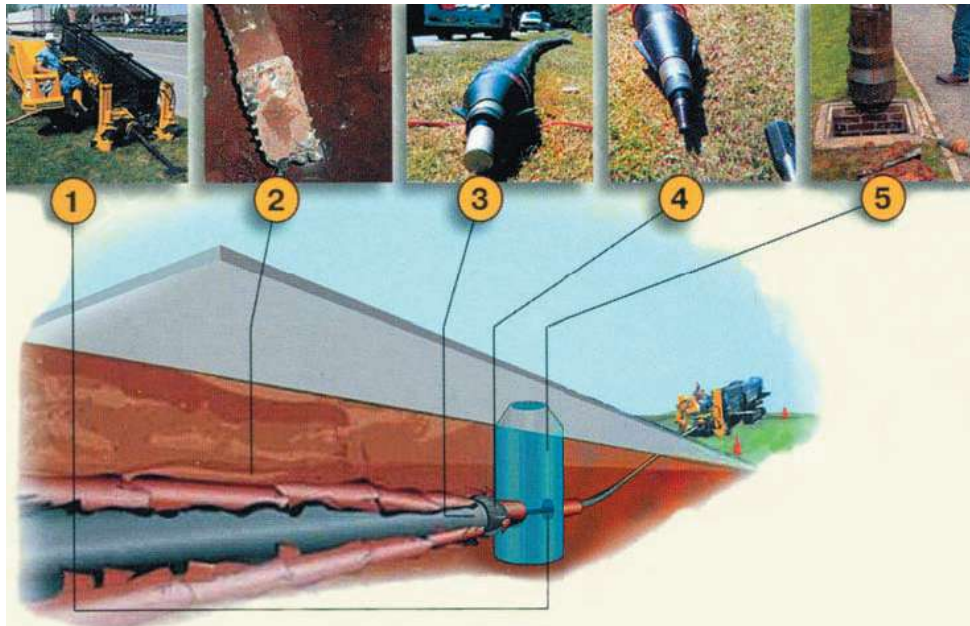


Рис. 3.52 – Принцип роботи устаткування IMPACTOR

2. Встановлення гідравлічного руйнувача труб в траншею й проштовхування сталльної штанги в середину старої труби.
3. Опускання ножа з прикріпленою ПЕ трубою в траншею і приєднання до сталльної штанги.
4. Протягування штанги, ножа і нової ПЕ труби. При цьому кожна штанга знімається й кладеться в контейнер.
5. Виймання ножа і руйнувача труби з ґрунту.

Ножа для руйнування сталі, як правило, вистачає на 6-10 км, після чого його заміняють на новий.

Залежно від матеріалу труби, яку руйнують, вибирають тип ріжучого (руйнуючого) інструменту і спосіб його приєднання.

Варіанти приєднання бурової головки

1. Комбінація з передньою установкою бурової головки (рис. 3.53).

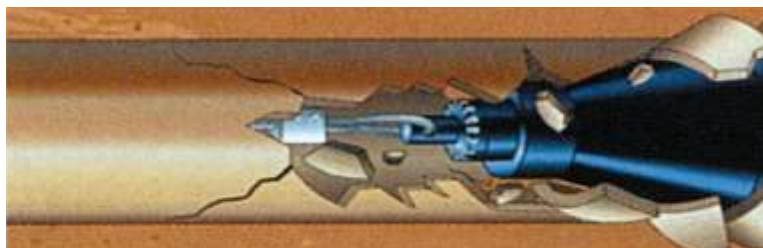


Рис. 3.53 – Комбінація з передньою установкою бурової головки

Така комбінація спрощує вихід бурової головки в існуючий колодязь, виключаючи розривання додаткових колодязів. Це найбільш

розповсюджена комбінація для прокладання труб рівного або більшого діаметра.

2. Комбінація з передньою установкою бурової головки і направляючою насадкою (рис. 3.54).

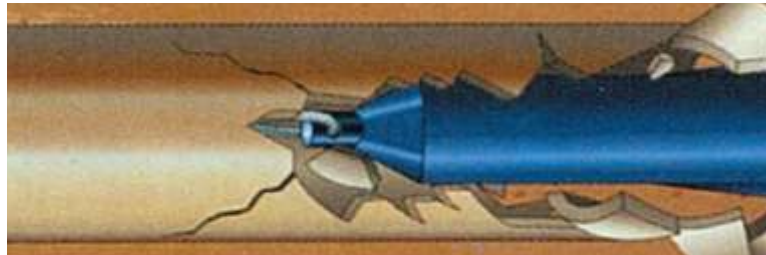


Рис. 3.54 – Комбінація з передньою установкою бурової головки і направляючою насадкою

Встановлені спереду бурові головки комбінують з направляючими насадками при роботі в піщаних ґрунтах, проходженні через тріснуті труби або при руйнуванні труб корневими системами. Частіше їх використовують для санації чавунних труб.

3. Комбінація з передньою установкою бурової головки і проміжною протяжкою розширювача (рис. 3.55).



Рис.3.55 – Комбінація з передньою установкою бурової головки і проміжною протяжкою розширювача

Застосовується при необхідності збільшення діаметру труби.

Встановлена спереду бурова головка разом з насадкою для протягування труби дозволяє використовувати насадки більшого діаметра.

4. Комбінація з передньою установкою бурової головки і прямим приєднанням розширювача (рис. 3.56).



Рис. 3.56 – Комбінація з передньою установкою бурової головки і прямим приєднанням розширювача

Комбінація створює «ефект трактора», використовуючи енергію бурового інструменту, для здійснення складної або на велику відстань санації трубопроводу.

Видавлювання із свердловини пошкодженої труби здійснюється за допомогою пневмопробійника або машини для забивання труб. На місце, де була скважина, лебідкою зтягується нова труба того ж або більшого діаметра (рис. 3.57).

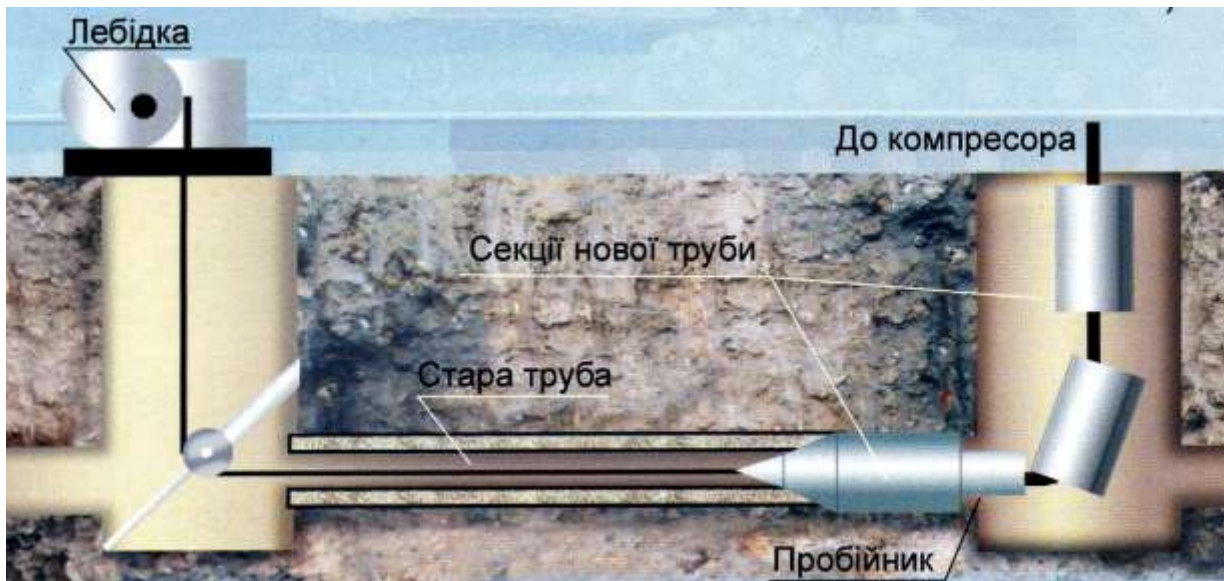


Рис.3.57 – Заміна пошкодженої труби методом видавлювання

Труби можна забивати безпосередньо в сипучий або обводнений ґрунт закритим або відкритим кінцем самої труби (рис. 3.58).

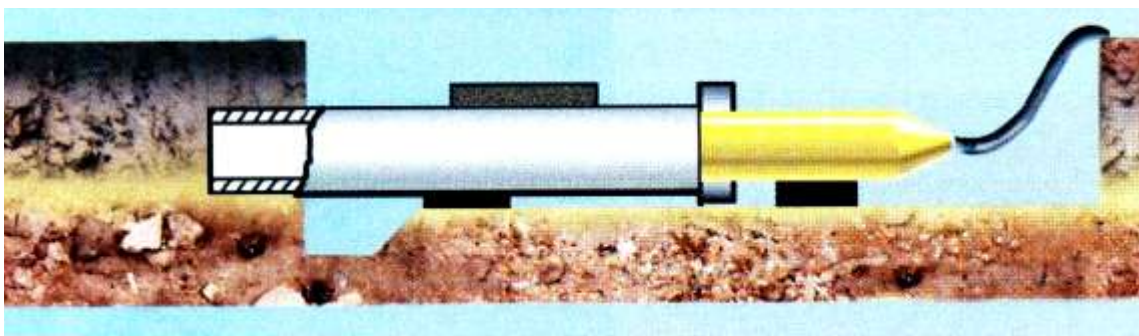


Рис. 3.58 – Забивання труби безпосередньо в ґрунт

При забиванні труби відкритим кінцем ґрунт видаляють за допомогою ґрунтозабірного пристрою, який приводиться в дію пневмопробійником меншого діаметру.

Будівництво магістральних трубопроводів методом ГСБ у складних умовах. У складних інженерно-геологічних умовах технологія ГСБ просто є

незамінною, особливо для магістральних газопроводів. При безтрайшейній прокладці трубопроводів великих діаметрів використовують спеціальне обладнання, будова й принцип роботи якого залежить від щільності ґрунту. На рис. 3.59 наведені зразки бурових головок, які застосовують для прокладання пілотної свердловини в різних породах ґрунтів.



Рис. 3.59 – Зразки бурових головок для різних порід ґрунту

Буровий пристрій під час роботи здійснює обертові рухи і повільно просувається вперед, і таким чином бурить свердловину. Зі збільшенням величини просування до пристрою приєднують спеціальні кільця – чим більше відстань, тим більше кілець (рис. 3.60).



Рис. 3.60 – Процес нарощування кілець і збільшення величини пілотної свердловини

За рахунок обертання бурової головки і спеціального пристрою, який знаходиться в її середині, ґрунт забирається і подається на поверхню. Усім процесом керує оператор з пульта спеціального керуючого пристрою. Увесь процес проведення робіт організований чітко й злагоджено (рис. 3.61).



Рис. 3.61 – Організація проведення робіт

Обладнання спрямованого буріння

Найбільш відомими компаніями, що випускають устаткування спрямованого буріння, є американські DITCH WITCH, STRAIGHT LINE і VERMEER, швейцарська TERRA і німецька TRACTOTEChnik. На рис. 3.62 показані машини для спрямованого буріння.



Рис. 3.62 – Машини для спрямованого буріння

Це устаткування широко застосовується в різних країнах для прокладки газопроводів, особливо в містах. Дані машини дозволяють прокладати труби діаметром 120 – 2000 мм на довжину до 100 м способом вдавлювання ґрунту за допомогою пневматичної ударної системи.

Після закінчення робіт ґрунт, що залишився в трубі, видаляється під тиском стиснутого повітря і води, що поступають в трубу через поршень.

У Росії і в Україні випускають цілі комплекси для безтраншейної прокладки труб-кожухів діаметром від 219 до 1420 мм, а також налагоджене виробництво машин «Тайфун», ПП-4605А і ПП-4603А, які за своїми параметрами не поступаються закордонним машинам.

Машини для безтраншейної прокладки свердловини ПП-4605А і ПП-4603А.

Це реверсивні пневмопробійники (рис. 3.63, а, б) з самовисувною пневматикою ударної дії, яка працює від стаціонарного або пересувного джерела стиснутого повітря.

Пневмопробійники прокладають щілини в ґрунті діаметром від 95 до 200 мм. Ступеневі насадки забезпечують точність безтраншейного буріння.

Конструкція моделей дозволяє одночасно після розробки щілини виконувати прокладку поліетиленового трубопроводу.



а)



б)

Рис. 3.63 – Пневмопробійники: а – ПП-4605А; б – ПП-4603А

Найбільш широко застосовують установки, які дозволяють виконувати роботи з прокладки трубопроводів діаметром від 32 до 500 мм на довжину 600 м. За їх допомогою можна:

- виконувати прокладку труб як прямолінійно, так і за радіусом у складних умовах (уздовж житлового будівництва, під залізничним коліями і водними перешкодами);
- вести контроль за глибиною і напрямком прокладки трубопроводу з точністю до 5 %.

Бурові установки мають пневмоколісну або гусеничну ходову частину з силовими агрегатами.

Штанги передають крутний момент і осьове підсилювання на головку бура відповідно від гідродвигуна і гідроциліндру.

Внутрішня порожнина бурових штанг використовується для подання бентонітового розчину, який служить для стабілізації стінок свердловин, змащуючи їх і таким чином полегшуючи розробку ґрунтів і протягування труб з меншим тяговим зусиллям.

Нові моделі устаткування фірми DITCH WITCH

Фірма DITCH WITCH випускає нове устаткування для горизонтально спрямованого буріння. Це:

- модель JT1220 Mach 1;
- модель JT2020 Mach 1.

JT1220 Mach 1 – це безшумне компактне і високовиробниче устаткування. Має найновішу систему подачі бурових штанг, дистанційне управління рухом. Зусилля протягування дорівнює 5300 кгс. Мінімальний рівень шуму, що виходить ззовні, дає змогу устаткуванню працювати в житлових забудовах. Гумові гусениці зберігають асфальтне покриття і дерен газонів, знижуючи, таким чином, витрати на оновлення робочої площі.

Високу якість роботи забезпечує автоматизована система подачі й прибирання бурових штанг. Швидкість подачі регулюється автоматично залежно від швидкості обертання шпинделя машини.

Велика потужність з невеликими габаритними розмірами даної моделі дозволяє прокладати трубопровід різного діаметра й довжини в різно-манітних ґрунтах і з обмеженими умовами роботи. JT2020 Mach 1 потужна малогабаритна машина, незалежні стабілізатори якої дозволяють міцно закріплювати її на будь-якій поверхні землі. Переносний пульт управління устаткуванням розширює можливості огляду при виконанні робіт, а також сприяє зручному її розташуванню на робочій площині. Система подачі

бурового розчину забезпечує його подачу з різним тиском для здійснення розширення чи звуження щілини залежно від структури ґрунту.

Контрольні питання

1. Які складові заявок та витоків газу входять до реєстру?
2. Що показує аналіз витоків газу за 10-15 років?
3. Що показує аналіз витоків газу в період 1 року (12 місяців)?
4. Від чого залежить пошкодження підземних газопроводів електрохімічною корозією?
5. Причини витоків газу через розриви стиків.
6. Характерні причини витоків газу від механічних пошкоджень газопроводу.
7. Залежність інтенсивності відмов від терміну експлуатації.
8. Як виконати розрахунки потоку витоків газу на газопроводах?
9. Як виконуються роботи з планування та організації ремонту газопроводу та реконструкції?
10. Які фактори впливають на вибір методу будівництва або реконструкції? Перерахуйте ці методи.
11. Опишіть технологію протягування ПЕ труб в сталеві методом «Релайнінг». Недоліки та переваги.
12. Опишіть технологію протягування попередньо стиснутої ПЕ труб методом «Ролдаун». Недоліки та переваги.
13. Що являє собою технологія U-лайнера? Опишіть її. Недоліки та переваги.
14. Технологія санації «Фенікс». Назвіть переваги цього методу.
15. Безтраншейні технології ремонту та будівництва, охарактеризуйте їх.
16. Переваги горизонтально спрямованого буріння (ГСБ).
17. Яке обладнання для ГСБ найбільш розповсюджене в Україні?

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Макаренко А.И., Седак В.С. Рациональное управление газовым хозяйством области. - К.: ИСМО, 1998. - 252 с.
2. Евдокимов А.Г., Макаренко А.И., Самойленко Н.И., Седак В.С. Управление газовым хозяйством области. - Харьков: Основа, 1997. - 37с.
3. Устав ОАО "Харьковгаз". - Харьков: . - 1999. - 18 с.
4. Правила безпеки систем газопостачання України. - Київ, 1998
5. СНиП 2.04.08—87 Газопостачання
6. СНиП 3.05.02—88 Газопостачання
7. Багдасаров В.А. Аварийная служба городского газового хозяйства. - Ленинград: "НЕДРА" Ленинградское отделение, 1975. - 407 с.
8. Котов В.Т. Охрана труда в газовом хозяйстве. - Л: "Недра", Ленинградское отделение, 1989. - 117 с.
9. Кязимов К.Г. Эксплуатация и ремонт газовых сетей и оборудования.- М: Издательство литературы по строительству, 1968. - 303с.
10. Белашов А.Д. Особенности эксплуатации газового хозяйства в зимних условиях. Л: "Недра" Ленинградское отделение, 1982. - 168с.
11. Газификация сельской местности: Справ. Пособие/ Енин П.М. и др.- К: Урожай, 1992.- 200 с.
12. Седак В.С. Мониторинг газовых сетей современными вычислительными средствами // Коммунальное хозяйство городов. Вып.20. – К.: Техніка, 1999. – С.125-129.
13. Сідак В.С. Інноваційні технології в діагностиці та експлуатації систем газопостачання: Навч.посібник. – Харків:ХНАМГ, 2005. – 227 с.
14. Сідак В.С. Дудолад О.С. Комплексні підходи до керування надійністю систем газопостачання Навч.посібник. – Харків: ХНАМГ, 2006. – 248 с.
15. Експлуатаційникові газонафтового комплексу: Довідник/ Розгонюк В.В. та ін. - К: "Росток", 1998. – 431 с.
16. Слесарю газовой службы: Справ. Пособие/Ошовский В.Д. и др.- Донецк: Донбасс, 1987.- 159 с.
18. Сладков С.П. Автоматизация и телемеханизация газового хозяйства. Учебное пособие для техникумов.- М: Стройиздат, 1977.-293 с.
19. Кязимов К.Г. Справочник газовика: Справ.пособие.-3-е изд., спер. - М.:Высш.шк.;Изд.центр "Академия", 2007. -272с.:ил.

20. Кязимов К.Г., Гусев В.Е. Эксплуатация и ремонт оборудования систем газоснабжения. Настольная книга слесаря газового хозяйства. - К.: Изд. "Основа", 2000. -288 с.
21. Управление организацией: Учебник/Под ред. А.Г. Поршнева, 3.
П. Румянцевой, Н.А.Соломатина. - 2-е изд., перераб. и доп. - М.:
ИНФРА - М, 2000. - 669 с.
22. ДБН В.2.5 – 20 - 2001. Газопостачання. Госстрой Украины, К. – 2001.
23. Шур И.А. Газорегуляторные пункты и установки. – Изд. «Недра», 1985.
– 288 с.
24. Удовенко В.Є., Сафронова І.П., Гусева Н.Б. Полиэтиленовые трубы это просто. – М.: ЗАО «Полимергаз», 2003.- 238 с.
25. Информационные материалы зарубежных фирм-производителей.
26. Сборник руководящих материалов по защите городских подземных трубопроводов от коррозии. – Л.: Изд. «Недра», 1987. – 408 с.
27. Енін, Шишко, Предін. Газопостачання населених пунктів і об'єктів природним газом. К - 2002.
28. Сідак В.С., Дудолад О.С. Навчальний посібник "Новітні технології будівництва та реновації інженерних мереж", надано Гриф МОН України ріш. № 1.4/18-ОМ-330 від 30.06.06 р., Харків -2006.
29. ДНАОП 0.00-1.20-98 Правила безпеки систем газопостачання України, Київ – 1998 р. „Держнаглядохоронпраці України”
30. СП 42-101-2003. Общие положения по проектированию и строительству газораспределительных систем из металлических и полиэтиленовых труб.- М.: ЗАО „Полимергаз”, 2004.

НАВЧАЛЬНЕ ВИДАННЯ

Володимир Степанович Сідак,

Ольга Миколаївна Слатова

КУРС ЛЕКЦІЙ

з дисципліни

**«СПЕЦКУРС З ОРГАНІЗАЦІЇ НА ПІДПРИЄМСТВАХ
ГАЗОПОСТАЧАННЯ»**

(для студентів 3-6 курсів усіх форм навчання та слухачів другої вищої освіти з напрямку підготовки 0921 (6.060101) - «Будівництво», спеціальності 7.092108 (7.06010107), 8.092108 (8.06010107) «Теплогазопостачання і вентиляція»)

Відповідний за випуск *І. І. Катцов*

В авторському редагуванні

Комп'ютерне верстання *Н. В. Зражевська*

План 2009, поз. 62-Л

Підп. до друку 23.06.10	Формат 60×84 1/16	Ум. друк.арк.2,6
Друк на ризографі.	Тираж 50 пр.	Зам. №

Видавець і виготовлювач:

Харківська національна академія міського господарства,
вул. Революції, 12, Харків, 61002

Електронна адреса: rektorat@ksame.kharkov.ua

Свідоцтво суб'єкта видавничої справи: ДК №731 від 19.12.2001