



Національний університет

Міністерство освіти і науки, молоді та спорту України  
Національний університет водного господарства та природокористування

**Б. Охримюк, Т. Мацнєва**

# ГАЗОПОСТАЧАННЯ НАСЕЛЕНИХ ПУНКТІВ



Навчальний посібник



Рівне 2012



*Затверджено вченою радою Національного університету водного господарства та природокористування.  
(Протокол № 9 від 30 вересня 2011 р.)*

**Рецензенти:**

**Гіроль М.М.**, доктор технічних наук, професор Національного університету водного господарства та природокористування (м. Рівне);  
**Якимчук Б.Н.**, кандидат технічних наук, доцент Національного університету водного господарства та природокористування (м. Рівне);  
**Ганжа О.В.**, головний інженер ПАТ «Рівнегаз».

**Охримюк Б.Ф., Мацнева Т.С.**

**О-92** Газопостачання населених пунктів: Навчальний посібник. – Рівне: НУВГП, 2012. – 242 с.: іл. 37.

У навчальному посібнику «Газопостачання населених пунктів» наведено теоретичний матеріал, приклади задач, питання для самоконтролю з кожної теми, методичні рекомендації щодо виконання лабораторних робіт, склад і поради до виконання курсового проекту на тему «Газопостачання міста», термінологічний словник, тестові питання і перелік рекомендованої літератури.

Посібник відповідає затвердженій робочій програмі навчальної дисципліни «Газопостачання» та призначений для студентів вищих навчальних закладів за напрямом підготовки 6.060101 «Будівництво» за професійним спрямуванням «Теплогазопостачання і вентиляція» і буде корисний для самостійного вивчення дисципліни в умовах ЄКТС.

**УДК 696(075)**  
**ББК 38.763**

© Охримюк Б.Ф., Мацнева Т.С., 2012  
© Національний університет водного господарства та природокористування, 2012



## Зміст

Передмова .....	7
1. Види та характеристика горючих газів .....	9
1.1. Склад системи газопостачання .....	9
1.2. Основні властивості і склад газоподібного палива .....	12
1.3 Контрольні питання .....	15
2. Видобування, оброблення та транспортування природного газу .....	16
2.1. Видобування та оброблення природного газу .....	16
2.2. Транспортування газу .....	20
2.3. Контрольні питання .....	22
3. Міські та сільські газорозподільчі системи .....	23
3.1. Характеристика та схеми газорозподільчих систем .....	23
3.2. Трубопроводи, арматура та обладнання газорозподільчих систем .....	26
3.3. Контрольні питання .....	28
4. Влаштування зовнішніх газопроводів .....	29
4.1. Способи прокладання газопроводів .....	29
4.2. Перетинання газопроводами природних та штучних перешкод ..	30
4.3. Захист газопроводів від корозії .....	32
4.4. Контрольні питання .....	35
5. Розрахунок споживання газу містом .....	36
5.1. Норми споживання газу для міста .....	36
5.2. Визначення витрат газу населенням, комунальними підприємствами та іншими закладами міста .....	36
5.3. Приклади розрахунку .....	41
5.4. Контрольні питання .....	44
6. Режим та нерівномірність споживання газу .....	45
6.1. Нерівномірність споживання газу .....	45
6.2. Регулювання споживання газу .....	46
6.3. Визначення розрахункових витрат газу для міста .....	48
6.4. Приклади розрахунку .....	50
6.5. Контрольні питання .....	52
7. Регулювання тиску в міських мережах .....	53
7.1 Класифікація регуляторів і принцип регулювання тиску газу ..	53
7.2. Конструктивні елементи регуляторів тиску .....	55
7.3. Типи і конструкції регуляторів тиску .....	57
7.4. Розрахунок пропускної спроможності регуляторів тиску .....	58



7.5. Контрольні питання.....	60
8. Газорозподільчі пункти і установки .....	61
8.1. Призначення та класифікація газорозподільчих станцій, газорегуляторних пунктів та установок .....	61
8.2. Газорозподільчі станції .....	62
8.3. Газорегуляторні пункти та установки.....	63
8.4. Розрахунок та підбір обладнання ГРП, ГРПБ, ШРП та ГРУ .....	65
8.5. Розміщення газорегуляторних пунктів .....	67
8.6. Приклади розрахунку .....	68
8.7. Контрольні питання.....	69
9. Розрахунок газорозподільчих мереж високого та середнього тиску .....	70
9.1. Визначення втрат тиску в газопроводах .....	70
9.2. Основні структурні характеристики газорозподільних мереж .....	74
9.2.1. Структурні елементи газорозподільних мереж .....	74
9.2.2. Властивості кільцевої та розгалуженої мереж .....	76
9.2.3. Визначення задачі розрахунку мережі.....	77
9.3. Розподіл потоку газу в кільцевих мережах високого та середнього тиску .....	79
9.4. Розрахунок багатокільцевих мереж з урахуванням аварійного режиму роботи.....	81
9.4.1. Урахування надійності газопостачання .....	81
9.4.2. Визначення розрахункового перепаду тиску .....	81
9.4.3. Гідравлічний розрахунок газорозподільчих мереж з передбаченим резервом тиску газу для аварійної ситуації .....	82
9.5. Особливості розрахунку однокільцевих мереж з урахуванням аварійного режиму роботи.....	87
9.6. Особливості розрахунку газорозподільчих мереж середнього і високого тисків з повним використанням розрахункового перепаду тиску .....	88
9.7. Особливості гідравлічного розрахунку тупикових газорозподільчих мереж .....	89
9.8. Приклади розрахунку.....	89
9.9. Контрольні питання.....	102
10. Гідравлічний розрахунок газорозподільчих мереж низького тиску .....	103
10.1. Визначення шляхових і розрахункових витрат газу в мережах	





низького тиску.....	103
10.2. Особливості потокорозподілу в кільцевих мережах низького тиску.....	106
10.3 Гідравлічний розрахунок кільцевих газових мереж.....	107
10.4. Розрахунок розгалужених мереж.....	110
10.5. Приклади розрахунку.....	110
10.6. Контрольні питання.....	119
11. Внутрішні системи газопостачання житлових будинків. Газові прилади та обладнання.....	120
11.1. Влаштування систем газопостачання житлових будинків....	120
11.2. Характеристика газових приладів.....	122
11.3. Вимоги до розміщення газових приладів і обладнання.....	125
11.4. Контрольні питання.....	128
12. Гідравлічний рахунок внутрішніх систем газопостачання.....	129
12.1. Визначення розрахункових витрат газу.....	129
12.2 Гідравлічний розрахунок внутрішніх газопроводів.....	130
12.3. Відведення продуктів горіння.....	133
12.4. Приклади розрахунку.....	135
12.5. Контрольні питання.....	138
13. Особливості газопостачання скрапленим газом.....	139
13.1 Основні властивості скраплених газів.....	139
13.2. Газонаповнювальні станції.....	141
13.3. Газонаповнювальні пункти.....	142
13.4. Проміжні склади балонів.....	143
13.5. Автомобільні газозаправні станції та пункти.....	144
13.6. Контрольні питання.....	144
14. Системи газопостачання скрапленим газом.....	145
14.1. Установки скрапленого газу.....	145
14.2. Трубопроводи групових балонних та резервуарних установок.....	149
14.3 Контрольні питання.....	150
15. Надійність систем газопостачання.....	151
15.1 Основні поняття. Критерії надійності.....	151
15.2. Показники надійності розподільчих систем газопостачання. Розрахунок надійності газових мереж.....	153
15.3. Контрольні питання.....	155
16. Лабораторні роботи.....	156
16.1. Вступ.....	156



16.2 Труби, фасонні частини, арматура систем газопостачання (лабораторна робота № 1).....	156
16.3. Обладнання газорегуляторних пунктів і установок (лабораторна робота № 2).....	161
16.4. Газорегуляторні пункти (лабораторна робота № 3).....	166
16.5. Газові прилади і устаткування житлових будинків (лабораторна робота № 4).....	168
16. 6. Газові лічильники та газосигналізатори (лабораторна робота № 5).....	176
17 . Курсовий проект «Газопостачання міста».....	180
17.1. Склад і рекомендації щодо оформлення пояснювальної записки та креслень.....	180
17.1.1. Пояснювальна записка .....	180
17.1.2. Графічна частина .....	181
17.2. Рекомендації щодо проектування системи газопостачання міста.....	181
17.2. 1. Розрахунок споживання газу .....	181
17.2. 2 Вибір системи газопостачання міста.....	185
17.2. 3 Гідравлічний розрахунок мереж середнього (високого) тиску .....	188
17.2.4. Гідравлічний розрахунок мереж низького тиску .....	190
17.3. Внутрішній газопровід будинку .....	191
17.3.1.Рекомендації щодо проектування внутрішнього газопроводу.....	191
17.3.2. Розрахунок внутрішнього газопроводу будинку .....	192
18. Приклади тестів .....	193
Словник термінів .....	213
Література .....	219
Додатки .....	221
Предметний покажчик .....	239



## Передмова

Навчальний посібник «Газопостачання населених пунктів» допоможе студентам у вивченні даної дисципліни, яка є однією з основних у підготовці студентів напряму 6.060101 «Будівництво» за професійним спрямуванням «Теплогазопостачання і вентиляція».

Навчальна дисципліна "Газопостачання" викладається після вивчення студентами предметів «Інженерна графіка», «Гідрогеологія й інженерна геологія», «Будівельне матеріалознавство», «Термодинаміка», «Технічна механіка рідин і газу», «Планування міст і транспорт», «Інженерна геологія і основи механіки ґрунтів», «Теплогазопостачання і вентиляція», «Міські інженерні мережі».

Фахівцям з теплогазопостачання та вентиляції важливо уміти: розраховувати, проектувати, експлуатувати та досліджувати роботу мереж і споруд систем газопостачання населених пунктів з дотриманням вимог будівельних норм та правил техніки безпеки; використовувати сучасну обчислювальну техніку під час проектування і експлуатування газорозподільчих систем; володіти раціональними способами пошуку і використання науково-технічної інформації з газопостачання.

Під час вивчення даної навчальної дисципліни студенти повинні засвоїти основи транспортування і розподілення газу, проектування і розрахунку міських, сільських і внутрішніх будинкових газорозподільчих мереж і споруд на них, а також здобути уміння використовувати отримані знання у виробничій діяльності.

Відповідно до вимог освітньо-професійної програми фахівці повинні знати:

- основи видобування, оброблення, зберігання і транспортування газу магістральними газопроводами;
- норми газоспоживання і режими газопостачання;
- схеми міських і сільських систем газопостачання;
- методика гідравлічного розрахунку газових мереж;
- схеми внутрішніх систем газопостачання;
- властивості скраплених вуглеводневих газів;
- установки скраплених газів у споживачів;
- газові прилади і правила відведення продуктів горіння.



- вибирати систему газопостачання, розраховувати та прокладати розподільчі газові мережі високого, середнього і низького тиску;
- розміщувати газорегуляторні пункти, газорегуляторні установки, вибирати та розраховувати їх устаткування;
- розраховувати та прокладати внутрішні та дворові газопроводи;
- підбирати і розраховувати газові пальники побутових приладів;
- аналізувати і оцінювати роботу міських газорозподільчих мереж і споруд;
- порівнювати варіанти та виконувати техніко-економічні розрахунки систем газопостачання.

Під час самостійного вивчення дисципліни «Газопостачання» рекомендовано дотримуватись таких вказівок:

- вивчення курсу починають тільки після засвоєння дисциплін, які є засадничими для розуміння інженерної суті предмету «Газопостачання»;
- дисципліну вивчають за даним посібником та рекомендованою літературою. Для засвоєння теоретичного матеріалу його конспектують. В конспекті наводять схематичні рисунки, якщо це необхідно;
- студенти контролюють свою роботу за програмою дисципліни. Питання для самоперевірки складені за основним матеріалом курсу, але детально не охоплюють всю дисципліну;
- окремі питання, відповідь на які студент не зміг знайти у посібнику чи рекомендованій літературі або які є незрозумілими, мають бути відмічені і з'ясовані під час консультацій у викладача.

В даному навчальному посібнику враховано вимоги нормативних документів станом на 01.09.2011 р.

Розділи 1-3, 7, 8, 11, 12 написані Охримюком Б.Ф. та Мацневою Т.С.; розділи 4-6, 9, 10, 13-15, 17, 18 та підрозділ 16.4 – Охримюком Б.Ф.; розділ 16 (крім підрозділу 16.4) – Мацневою Т.С.; за загальною редакцією Мацневої Т.С.

Автори навчального посібника вдячні рецензентам: докторові технічних наук, професору М.М. Гіролю, кандидату технічних наук, доценту Б.Н. Якимчуку, головному інженеру ПАТ «Рівнегаз» О.В. Ганжі – за конструктивні пропозиції та зауваження, враховані в остаточній редакції видання.



# 1. Види та характеристика горючих газів

## 1.1. Склад системи газопостачання

До складу систем газопостачання входять: газопроводи і споруди систем газопостачання населених пунктів; газопроводи та газове устаткування промислових і сільськогосподарських підприємств, ТЕЦ, котельні, підприємств комунального і побутового обслуговування населення, житлових і громадських будинків; газорегуляторні пункти та установки; установки для отримання газоповітряних сумішей; газонаповнювальні станції (далі - ГНС) і пункти (далі - ГНП), проміжні склади балонів (далі - ПСБ), стаціонарні автомобільні газозаправні станції (далі - АГЗС) і пункти (далі - АГЗП); резервуари, групові та індивідуальні газобалонні установки (далі - ГБУ і ПГБУ), випарні та змішувальні установки СВГ [1, п.1.1, дод. А].

Перший в Україні газопровід збудовано у 1924 р. від Дашави до Стрия. Саме з території України вперше в світі було здійснено міждержавне постачання природного газу: у 1945 р. газ Дашавського та Опарського родовищ почали подавати у Польщу. У 1948 р. споруджено газопровід діаметром 500 мм завдовжки 509 км від Стрия до Києва, який у 1951 р. продовжили через Брянськ до Москви. У 1967 р. збудовано газопровід Долина – Ужгород - державний кордон, газ почали подавати в Чехословаччину, згодом – в Австрію. У 70-80 рр. минулого сторіччя введено в дію потужні газопроводи «Прогрес», «Союз», «Уренгой – Помари - Ужгород» [2].

За транзитом газу Україна займає провідне місце в світі, бо має потужну систему транспортних магістральних газопроводів, якими газ транспортують до Європи. Щорічний обсяг транзиту складає 95...117 млрд. м<sup>3</sup> [2]. Україна доставляє російський природний газ у 18 країн Європи: Австрію, Болгарію, Боснію, Грецію, Італію, Македонію, Молдову, Румунію, Німеччину, Польщу, Сербію, Словачію, Словенію, Угорщину, Францію, Туреччину, Хорватію і Чехію.

До складу газотранспортної системи (рис. 1.1) входять тринадцять підземних газосховищ загальною потужністю 34,5 млрд. м<sup>3</sup> газу, з них два на базі водоносних структур і одинадцять на базі вичерпаних газових родовищ. Сім сховищ мають активний об'єм 2 та більше млрд. м<sup>3</sup>. Система підземних сховищ поділена на чотири

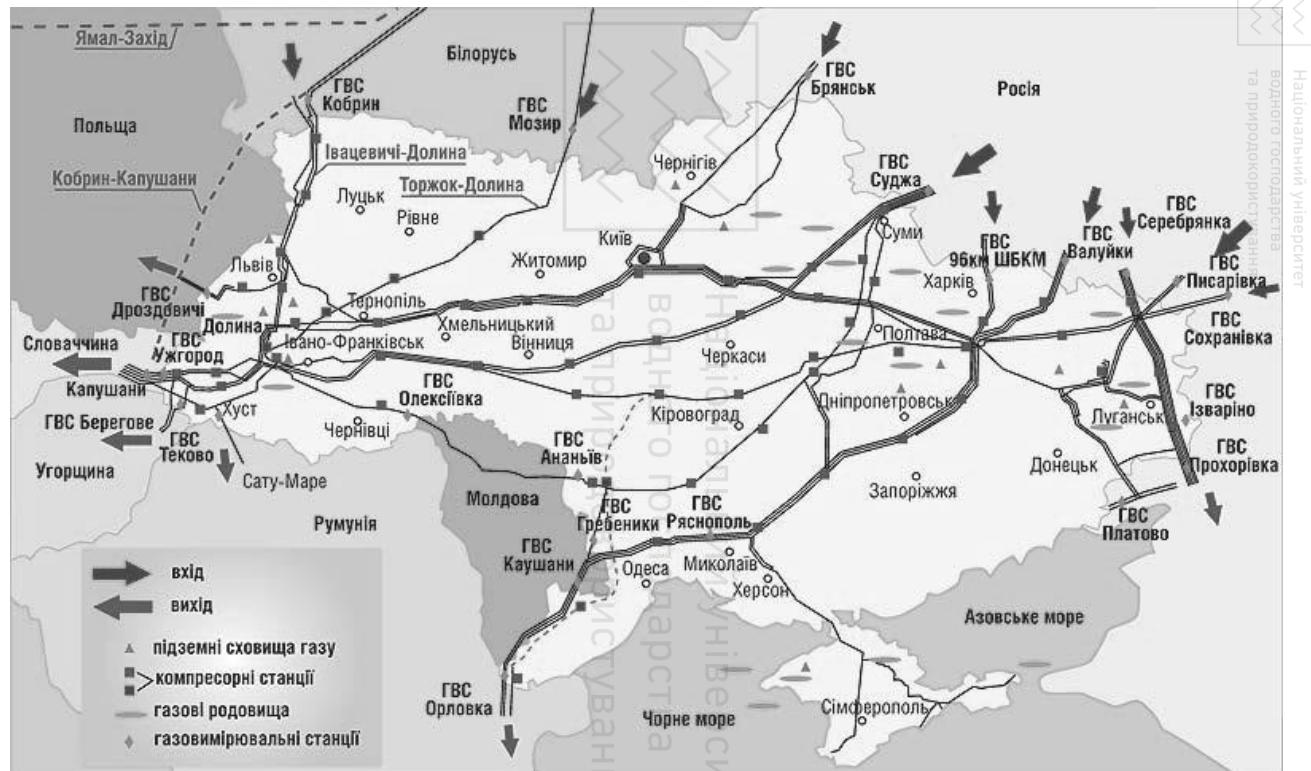


Рис. 1.1. Газотранспортна система України



### територіальні комплекси:

- Західний (Прикарпатський) – Опарське, Дашавське, Богородичанське, Угерське, Більче – Волицько - Угерське;
- Північний (Київський) – Олишівське, Червонопартизанське, Солохівське, Кегичівське;
- Донецький – Краснопопівське, Вергунське;
- Південний (Причорноморський) - Глібівське.

Максимальний обсяг відбору складає 300 млн. м<sup>3</sup> газу на добу.

Газотранспортна система має загальну довжину 39,8 тис. км і трубопроводи діаметрами 720...1420 мм, у тому числі 14 тис. км діаметром 1020...1420 мм, та сімдесят чотири компресорні станції загальною потужністю 5450 МВт. Пропускна спроможність її на вході близько 290 млрд. м<sup>3</sup> газу на рік, на виході – 178,5 [2].

Системи газопостачання міст та селищ включають 349,2 тис. км газопроводів, 63,6 тис. ГРП. Кількість підприємств, які споживають газ, більша ніж 148 тис., з них 80 тис. промислові та 68 тис. комунально-побутові [2].

В Україні щороку видобувають близько 18...20 млрд. м<sup>3</sup> газу, це 35% обсягу споживання, який становить 57,6 млрд. м<sup>3</sup> на рік (дані 2010 р.). Для населення та комунально-побутових підприємств України потрібно близько 29 млрд. м<sup>3</sup> газу на рік. В нашій країні газифіковано 15 млн. квартир або 87%, з них природним газом – 83% [2].

Використання природного газу в якості палива дозволяє:

- значно покращити умови побуту населення;
- підвищити санітарно-гігієнічний рівень виробництва;
- покращити стан повітряного середовища в містах і промислових центрах;

Використання газу в технологічних процесах дозволяє:

- значно підвищити продуктивність та ККД устаткування;
- скоротити витрату палива;
- автоматизувати виробництво.



## 1.2. Основні властивості і склад газоподібного палива

Газоподібне паливо становить суміш горючих і негорючих газів з деякою кількістю домішок. До горючих газів відносять водень ( $H_2$ ), вуглеводні ( $C_nH_m$ ), карбон оксид ( $CO$ ), до негорючих - азот ( $N_2$ ), кисень ( $O_2$ ), карбон діоксид ( $CO_2$ ). Домішки - це водяна пара, пил, дигідроген сульфід ( $H_2S$ ). Крім того штучні гази можуть містити аміак, ціаніди, смоли та інші речовини [3, стор. 4].

Вміст домішок згідно ГОСТ 5542 не повинен перевищувати ( $г/м^3$ ): сірководню – 0,02, меркаптанової сірки – 0,036, механічних домішок - 0,001, кисню не більше ніж 1% [4]. Газ має бути сухим.

Скраплений газ має відповідати вимогам ДСТУ 4047-2001 [5].

Енергетична цінність газу характеризується теплотою згорання – кількістю теплової енергії, яка виділяється під час спалювання  $1 м^3$  газоподібного палива за стандартних умов: температура  $20^{\circ}C$ , тиск 101,325 кПа. Теплота згорання може бути вищою та нижчою. Вища теплота згорання включає теплоту конденсації водяної пари, нижча цю теплоту не враховує. У практичних розрахунках використовують останнє значення.

Іншими характеристиками природного газу є: густина  $\rho$ ,  $кг/м^3$ ; коефіцієнт стиснення  $z$ ; масові ізобарна  $c_p$ ,  $кДж/(кг \cdot K)$ , та ізохорна  $c_v$ ,  $кДж/(кг \cdot K)$ , теплоємності; коефіцієнти кінематичної  $\nu$ ,  $м^2/с$ , і динамічної  $\mu$ ,  $Н \cdot с/м^2$ , в'язкості; нижня  $L_n$  і верхня  $L_v$  межа займистості у суміші з повітрям, % об'ємні.

Природний газ не має запаху. Тому, щоб легше виявити витікання природного газу, його піддають одоризації – надають йому різкого запаху, який відчутно при концентрації у повітрі – 1% (для скраплених газів – 0,5%). Штучні гази мають різкий запах.

Суміш газу і повітря вибухонебезпечна. Найменшу та найбільшу концентрацію (у %) газу у повітрі, за якої суміш займається, називають, відповідно, нижньою та верхньою межею займистості. Ці ж межі відповідають умовам вибуховості газоповітряних сумішей. З підвищенням температури суміші межі займистості розширюються, а якщо вона стає більшою ніж температура займистості, то суміш горить за будь-якого співвідношення компонентів.

Під температурою займистості розуміють її мінімальне значення, до якого має бути нагріта суміш, щоб почався процес горіння без



зовнішнього підведення теплоти. Вона залежить від концентрації газу у повітрі, вмісту баласту та окремих компонентів з різною температурою займистості. Беруть до уваги найменшу температуру (таблиця 1.1).

Таблиця 1.1

*Фізико-хімічні властивості газів*

Властивості газів	Метан CH <sub>4</sub>	Етан C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	Пропан C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	Бутан C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>
Густина, кг/м <sup>3</sup>	0,717	1,356	2,004	2,703
Нижча теплота згоряння, МДж/м <sup>3</sup>	35,845	63,797	91,321	113,595
Нижня межа займистості, % від об'єму	5,0	3,22	2,37	1,86
Верхня межа займистості, % від об'єму	15	12,45	9,5	8,41
Температура займистості, °С	654	530	530	490

**Природні гази.** Родовища природного газу поділяють на три групи: газові, газоконденсатні, нафтогазові, де разом з нафтою добувають попутний газ.

Газ газових родовищ – це переважно метан (94,7...99,2%) з дуже малою кількістю (менше ніж 50 г/м<sup>3</sup>) домішок етану, пропану та бутану, - називають сухим . Сухий газ легший ніж повітря.

Газоконденсатні родовища складаються з сухого газу (84,5...92,7% метану із значною кількістю етану, пропану, бутану) і парів конденсату, який випадає із зменшенням тиску. Пари конденсату становлять суміш важких вуглеводнів (які мають більше ніж п'ять атомів Карбону): бензин, лігроїн, гас.

Нафтовий газ - це жирний газ, який крім метану (39,5...81,6%) містить значну кількість (більше ніж 150 г/м<sup>3</sup>) пропан-бутанової фракції і газового бензину. Раніше цей газ не завжди використовували і тому його називали попутним.

**Штучні гази.** Штучні гази поділяють на дві групи. До першої групи відносять гази, отримані під час високотемпературної (1000°С) перегонки твердого палива без доступу повітря. Наприклад, коксовий газ, який має теплоту згорання 10...18

МДж/м<sup>3</sup> і густину  $\rho = 0,45 \dots 0,5$  кг/ м<sup>3</sup> та складається: CH<sub>4</sub> – 24%; H<sub>2</sub> – 59%; C<sub>n</sub>H<sub>m</sub> – 2%; CO – 8%; CO<sub>2</sub> - 2,4%; O<sub>2</sub> – 0,6%; N<sub>2</sub> - 4%.

До другої групи відносять гази, отримані в процесі газифікації - термохімічної обробки палива – реакції вуглецю з киснем і водяною парою. Такі гази називають доменними, генераторними, підземної газифікації. Змішаний генераторний газ отримують подаванням в генератор пароповітряної суміші (H<sub>2</sub> – 14%; C<sub>n</sub>H<sub>m</sub> – 1%; CO – 28%). Теплота згорання газу 3,8...6,7МДж/м<sup>3</sup>, густина – 1,15 кг/ м<sup>3</sup>.

Сучасне подорожчання та майбутнє вичерпування горючих корисних копалин змушує ширше використовувати нетрадиційні і поновлювальні джерела енергії. Тому особливого значення як паливо набуває біогаз – горючий газ, що утворюється під час бактеріального розкладання твердих та рідинних органічних відходів, зазвичай тваринництва, стічної води, під час зброджування спеціально вирощуваних водоростей та інших рослин, у яких швидко зростає біомаса. Біогаз містить метан (55...70%) і вуглекислий газ (26...44%), має теплоту згорання 20...25 МДж/м<sup>3</sup>.

До скраплених газів відносять вуглеводні, які в стандартних умовах перебувають у газоподібному стані, а за умови невеликого підвищення тиску (без зменшення температури) переходять в рідкий стан.

Основними компонентами скраплених газів є пропан та бутан. В скраплених газах не повинно бути значної кількості етану, метану, пентану і його ізомерів, бо перші збільшують, а останні зменшують пружність насичених парів.

Скраплені гази для побутового використання повинні відповідати вимогам ДСТУ 4047-2001. Марки газу: ПТ – пропан технічний (вміст пропану не менше ніж 75%); СПБТ – суміш пропану технічного і бутану технічного (вміст бутану не більше ніж 60%); БТ – бутан технічний (вміст бутану не менше ніж 60%) [5, табл. 1, 2].



### 1.3 Контрольні питання

1. Що є предметом дисципліни газопостачання?
2. Які горючі компоненти входять до складу газу?
3. Які граничні концентрації домішок в газоподібному паливі?
4. Наведіть класифікацію природних газів.
5. Дайте характеристику горючих газів газових родовищ.
6. Дайте характеристику горючих газів газоконденсатних родовищ.
7. Дайте характеристику попутних газів нафтових родовищ.
8. Наведіть класифікацію штучних газів.
9. Дайте характеристику коксових газів.
10. Дайте характеристику генераторних газів.
11. Назвіть компоненти скраплених газів.





## 2. Видобування, оброблення та транспортування природного газу

### 2.1. Видобування та оброблення природного газу

Поклади нафти або газу становлять скупчення вуглеводнів, які заповнюють пори проникних порід. Якщо скупчення велике і його експлуатація економічно доцільна, то поклад вважають промисловим. Поклади, що займають значні площі, називають родовищами [3, стор. 9-17].

Газоносні пласти складаються з порід пористої структури (пісків, пісковиків, пористих вапняків або доломіту) і залягають між газонепроникними породами: сланцевими глинами, щільними вапняками, мергелями (рис. 2.1). Більшість відомих газових родовищ за формою перерізу подібні до куполів. Родовища з двома або декількома газоносними пластами, розташованими один над іншим і відділеними газонепроникними шарами, називають багато пластовими.

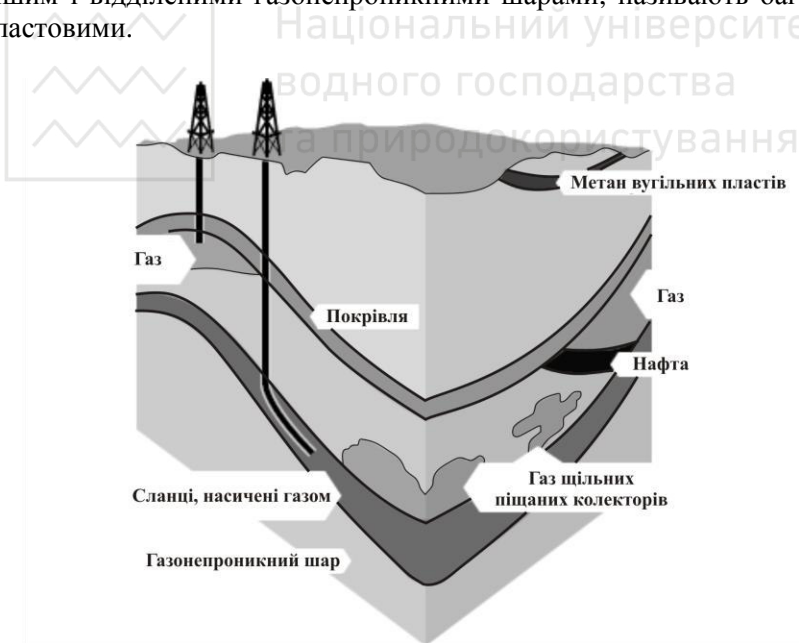


Рис. 2.1. Схема газових покладів



Газ в пластах перебуває під тиском. Первинний тиск газоносного пласту залежить від глибини його залягання. Через кожні 10 м глибини тиск в пласті збільшується на 0,0981 МПа.

Газові родовища мають або водонапірний, або газовий режим. Коефіцієнтом віддачі родовища називають відношення об'єму води, поданої за певний період в газовий поклад, до об'єму газу, відібраного за цей же час (взятому за пластових умов). Знати режим газового родовища дуже важливо для його експлуатації.

Газова свердловина є основним елементом промислу. Верх свердловини називають гирлом, а низ вибоєм.

Стінки свердловини зміцнюють сталевими обсадними трубами (рис. 2.2). Першу колону обсадних труб називають кондуктором. Простір між свердловиною і колоною кондуктора заливають цементом доки він не вийде на поверхню. Це надійно кріпить свердловину, перешкоджає обвалу верхніх найбільш пухких порід і попереджає проникання в неї води з верхніх шарів. Другу колону обсадних труб опускають усередині кондуктора і називають експлуатаційною колоною. Простір між експлуатаційною колоною і свердловиною заливають цементом з виходом його в кільцевий простір між трубами на 20...30 м. Обсадна колона оберігає свердловину від обвалення і проникання в продуктивний шар води з верхніх горизонтів та газоносний шар від втрат газу у вище розташовані шари. Верх експлуатаційної колони кріплять у колонній головці.

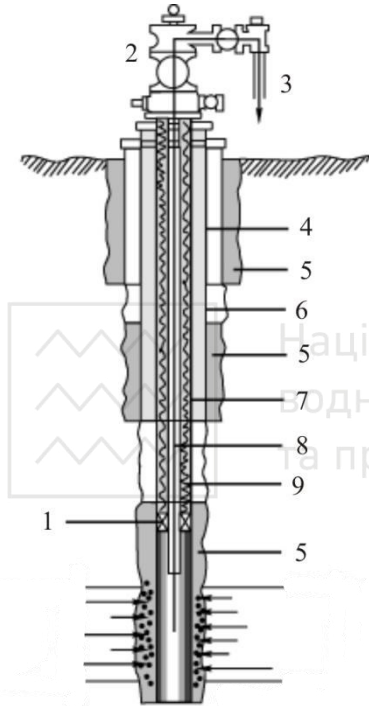
Вибій свердловини має закриту або відкриту конструкцію. У стійких породах продуктивного пласту роблять вибої відкритої конструкції, в інших випадках – закритої.

В середину експлуатаційної опускають колону фонтанних труб, якою газ піднімається від вибою до гирла свердловини. Колону фонтанних труб кріплять в трубній головці, яку встановлюють на колонну головку. Свердловини з високим тиском (більше ніж 8 МПа) і великим дебітом (більше ніж 500 тис. м<sup>3</sup>/добу), експлуатують через обсадні труби. Газ з сірководнем добувають через колонну фонтанних труб.

На гирлі газової свердловини встановлюють спеціальне устаткування, яке складається з колонної, трубної головок і фонтанної арматури. Колонна головка герметизує усі колони обсадних труб, опущені в свердловину, і є опорою для трубної



головки. Трубна головка герметизує кільцевий простір між останньою колоною обсадних труб і фонтанними трубами і служить для підвіски і укріплення фонтанних труб. На трубну головку встановлюють фонтанну арматуру, через відводи якої експлуатують свердловини.



**Рис. 2.2. Схема газової свердловини**

1- пакер (сальник); 2 – фонтанна арматура; 3 – трубопровід подачі газу; 4 – кондуктор; 5 – цемент; 6 – обсадна колона; 7 – експлуатаційна обсадна колона; 8 – фонтанна труба; 9 – газ

Окремі свердловини газових промислів приєднують газопроводами до колекторів, які подають газ до промислової газорозподільчої станції. На цій станції його очищують в сепараторах, осушують і обліковують. Якщо газ містить сірководень, то перед подаванням в магістральний газопровід його очищають. З газорозподільчої станції газ надходить до головної

компресорної станції або, якщо тиск достатній, безпосередньо в магістральний газопровід.

Газоконденсатні родовища становлять суміш вуглеводнів, основною складовою яких є метан (80...94%). Вміст пентану і більш важких вуглеводнів - 2...5%. Оскільки конденсат складається з високомолекулярних сполук, то його масова частка сягає 25%. Наявність в газі важких вуглеводнів (аж до фракції гасу) є однією з особливостей газів таких родовищ.

Є два способи експлуатації газоконденсатних родовищ: з підтриманням пластового тиску завдяки нагнітанням в пласт



робочого агента (замкнений цикл) і без підтримання тиску (розімкнений цикл). Робочим агентом для нагнітання в пласт служить сухий газ (за відповідних умов), повітря або вода. Якщо відбирати газ з родовища іншим способом, то зменшення пластового тиску призводить до конденсації важких вуглеводнів в самому пласті (зворотна конденсація). Сконденсовану частину газу втрачають для видобутку, бо вона адсорбується в порах газоносного пласта. Кількість конденсату сягає  $300 \text{ см}^3$  на  $1 \text{ м}^3$  газоподібного палива.

Метод експлуатації газоконденсатних родовищ визначають такі чинники: величина промислових запасів газу в родовищі; кількість конденсату, який виділяється з газу із зменшенням тиску, і його склад; режим пласта. Газ переробляють безпосередньо на промислі, тобто видобуток і переробка газу фізичними методами об'єднані одним процесом.

**Сушіння газу.** Серйозні експлуатаційні ускладнення під час транспортування газу викликає волога. За певних зовнішніх умов (температури і тиску) волога може конденсуватись, утворювати крижані пробки і кристалогідрати, а за наявності сірководню і кисню зумовлювати корозію трубопроводів і устаткування. Щоб уникнути перерахованих ускладнень газ осушують. Температура точки роси газу повинна бути меншою ніж робоча температура газопроводу на  $5...7^\circ\text{C}$ .

Для осушування газу використовують абсорбцію (поглинання водяної пари рідиною), адсорбцію (поглинання водяної пари твердими сорбентами) і фізичні способи (просте охолодження або охолодження з подальшою абсорбцією). Найпоширенішою є абсорбція діетиленгліколем і триетиленгліколем, водні розчини яких мають високу вологоємність, нетоксичні, не спричиняють корозію металу і досить стабільні.

**Очищення газу від сірководню і вуглекислого газу.** Методи очищення газу від сірководню ( $\text{H}_2\text{S}$ ) розділяють на сухі і мокрі. Для перших характерне використання твердих поглиначів (гідрату окису заліза і активованого вугілля), для других - рідких.

Для видалення вуглекислого газу природний газ промивають водою під тиском.

Природний газ і газ, отриманий з нафтопереробних заводів, очищають від сірководню етаноламіновим способом. Під час



очищення моноетаноламіном вловлюється і вуглекислий газ. Взаємодія з сірководнем і вуглекислим газом призводить до утворення нестійких речовин, які легко розкладаються при відносно невисокій температурі, тому поглинання сірководню відбувається при 15...25°C, а розчин регенерують при 120...125°C. Вміст сірководню після очищення не перевищує встановлену норму.

**Одоризація газу.** Природний газ не має запаху. Щоб своєчасно виявити витікання газу, йому надають запаху – цей процес називають одоризацією. Реагенти, які використовують для одоризації повинні відповідати таким вимогам [6, стор. 64]:

- мати різкий, специфічний запах, який відрізняється від запахів житлових і виробничих приміщень;
- бути фізіологічно нешкідливим у застосовуваних концентраціях;
- не спричиняти корозію та руйнування матеріалів газових мереж;
- мати високий тиск насиченої пари;
- не розчинятись у речовинах, здатних конденсуватись у газопроводах;
- продукти згорання одоранту не повинні погіршувати санітарно-гігієнічні умови приміщень.

У якості одоранту використовують етилмеркаптан ( $C_2H_5SH$ ). Він має різкий непріємний запах. Кількість одоранту повинна бути такою, щоб його різкий запах вже відчувався при концентрації газу у повітрі у п'ять разів меншій ніж нижня межа займистості. Середня витрата етилмеркаптану для одоризації природного газу, що поступає в міські мережі, становить 16 г на 1000 м<sup>3</sup> газу температурою 0°C і тиском 101,3 кПа.

## 2.2. Транспортування газу

Газ з свердловини надходить в сепаратори, де від нього відокремлюють тверді і рідкі механічні домішки. Далі промисловими газопроводами газ подають в колектори і в промислові газорозподільчі станції (ПГРС). Тут його знову очищують в масляних пиловловлювачах, осушують, піддають одоризації і знижують тиск газу до розрахункового значення, притаманного магістральному газопроводу. У початковий період експлуатації пластовий тиск становить 7...40 МПа і є достатнім.





Головну компресорну станцію будують після зменшення тиску в пласті. Проміжні компресорні станції розміщують приблизно через 150 км. Для проведення ремонтів передбачають лінійну перекривальну арматуру, яку встановлюють не рідше ніж через 25 км. Для надійності газопостачання і можливості транспортувати великі потоки газу сучасні магістральні газопроводи прокладають в дві або декілька ниток. Закінчуються вони газорозподільчою станцією (або кількома ГРС), яка подає газ великому місту або промислового вузлу. Газопровід має відгалуження, якими газ надходить до ГРС проміжних споживачів (міст, населених пунктів і промислових об'єктів) [3, стор. 17-20; 6, стор. 66-72].

Газопроводи мають діаметр до 1420 мм і максимальний тиск до 7,5 МПа. Під час транспортування тиск газу зменшується і перед компресорними станціями становить 3...4 МПа.

Магістральні газопроводи будують з сталевих труб, які з'єднують зварюванням. Труби виготовляють з високоякісної вуглецевої і легованої сталі. Оптимальний діаметр газопроводу і число компресорних станцій визначають техніко-економічним розрахунком. Добову пропускну здатність газопроводу розраховують через його річну продуктивність, м<sup>3</sup>/доб:

$$q = \frac{Q}{365 \cdot K_3} \quad (2.1)$$

де  $Q$  - продуктивність газопроводу, м<sup>3</sup>/рік;  $K_3$  - середньорічний коефіцієнт завантаження газопроводу, приймають для магістральних газопроводів рівним 0,85, а для відгалужень від магістральних газопроводів 0,75.

**Сховища газу.** Необхідність зберігання газу спричинена нерівномірністю його споживання. Влітку, коли подавання більше ніж споживання, надлишок газу направляють в газосховище. Взимку акумульований газ подають у місто. Таким чином вирівнюють сезонну нерівномірність. Для зберігання газу використовують підземні сховища, якими можуть служити використані газові і нафтові родовища. Якщо поблизу центрів споживання газу такі родовища відсутні, то сховища влаштовують в підземних водоносних пластах. Підземне зберігання газу набуло великого поширення, бо воно дешевше порівняно з іншими способами.



Для підземних сховищ використовують пласти пористих порід. Щоб уникнути втрат газу вибраний колектор повинен бути герметичним. Найбільше значення мають щільність і міцність покрівлі пласта. Щільні пластичні глини або міцні вапняки і доломіт без тріщин товщиною 5...15 м забезпечують належну герметичність і запобігають витоку газу. Щоб полегшити закачування газу і його вилучення, колектор сховища має бути достатньо проникним.

Робоча місткість газосховища залежить від верхньої і нижньої межі допустимого тиску. Максимально допустимий тиск зумовлений глибиною залягання пласта, щільністю і міцністю покрівлі і порід над сховищем, геологічними характеристиками пласта і характеристиками устаткування газосховища. Після вилучення газу в сховищі залишається певний об'єм, який називають буферним. Він створює мінімально необхідний тиск і забезпечує економічну роботу сховища.

Газ закачують в центральну частину купола, він витісняє воду в спеціально пробурені розвантажувальні свердловини, які розташовують по периметру.

### **2.3. Контрольні питання**

1. Дайте характеристику газових родовищ. Де розташовані природні газові родовища в Україні, СНД та інших країнах?
2. Наведіть схему і поясніть будову газової свердловини.
3. Поясніть як добувають газ з газоконденсатних родовищ.
4. Перерахуйте способи оброблення газу і дайте їм характеристику.
5. Наведіть схему магістрального газопроводу і дайте основні його характеристики?
6. Наведіть схему підземного сховища газу?



### **3. Міські та сільські газорозподільчі системи**

#### **3.1. Характеристика та схеми газорозподільчих систем**

Сучасні міські розподільчі системи становлять комплекс споруд, що складається з таких основних елементів: газових мереж низького, середнього і високого тиску; газорозподільчих станцій; газорегуляторних пунктів і установок [3, стор. 21-27; 6, стор. 73-75; 7, стор. 3-5; 8, стор. 48-49; 9, стор. 106-115].

Проекти газопостачання областей, міст, селищ розробляють на підставі: схем перспективних потоків газу; схем розвитку і розміщення підприємств народного господарства і проектів районного планування; генеральних планів міст з урахуванням їх перспективного розвитку.

Основним елементом міських систем газопостачання є газопроводи, які класифікують за: тиском газу, призначенням, розташуванням на плані населеного пункту, способом прокладання, матеріалом труб та видом транспортованого газу [1, дод. В].

Залежно від максимального надлишкового тиску газу газопроводи поділяють на такі групи: 1) газопроводи низького тиску з тиском газу до 5 кПа; 2) газопроводи середнього тиску з тиском від 5 кПа до 0,3 МПа; 3) газопроводи високого тиску II категорії з тиском від 0,3 до 0,6 МПа; 4) газопроводи високого тиску I категорії для природного газу і газоповітряних сумішей від 0,6 до 1,2 МПа, а для скраплених вуглеводневих газів до 1,6 МПа [1, п. 2.2].

Газопроводами низького тиску транспортують газ до житлових, громадських будівель і підприємств побутового обслуговування. У газопроводах житлових і громадських будівель, а також підприємств побутового обслуговування населення тиск газу не повинен бути більше ніж 3 кПа [1, табл. 1].

Газопроводи середнього і високого (II категорії) тиску живлять міські розподільчі мережі низького і середнього тиску через газорегуляторні пункти (ГРП). Вони також подають газ через ГРП і місцеві газорегуляторні установки (ГРУ) в газопроводи промислових і комунальних підприємств. За чинними нормами [1, табл. 1] максимальний тиск для виробничих будинків промислових підприємств, а також окремих будівель опалювальних і виробничих котелень, будинків комунальних і сільськогосподарських підприємств не повинен бути більше ніж 0,6 МПа. Для котелень



прибудованих до житлових і громадських будинків, а також дахових тиск газу не повинен бути більшим ніж 5 кПа [1, табл. 1].

Міські газопроводи високого (I категорії) тиску є основними артеріями, які живлять велике місто, виконують їх у вигляді кільця, півкільця або у вигляді променів. Ними газ подають через ГРП промисловим підприємствам, для технологічних процесів яких потрібен газ з тиском понад 0,6 МПа.

Зв'язок між газопроводами різного тиску також здійснюють тільки через ГРП [1, п. 2.3].

За числом рівнів тиску в газових мережах системи газопостачання поділяють на: одноступінчасті, які включають мережі тільки низького або тільки середнього тиску; двоступінчасті мають мережі низького і середнього або низького і високого (до 0,6 МПа) тиску; триступінчасті, які складаються з газопроводів низького, середнього і високого (до 0,6 МПа) тиску; багатоступінчасті, які мають газопроводи низького, середнього і високого (до 0,6 і 1,2 МПа) тиску [1, п. 2.3].

На вибір системи газопостачання впливають такі фактори: перспективний план розвитку та розмір міста, особливість планування, характер забудови, густина населення, кількість і характер промислових споживачів, електростанцій, наявність штучних та природних перешкод. Вибір системи газопостачання здійснюють на підставі техніко-економічних розрахунків [1, п. 2.1].

Одноступінчаста система низького тиску притаманна невеликим за розміром населеним пунктам, які розташовані поблизу магістральних газопроводів (ГРС). Таку систему з середнім тиском газу проєктують в селах та селищах і будинковими регуляторами.

Двоступінчасту систему з газопроводами низького та середнього або високого (до 0,6 МПа) тиску застосовують в середніх та невеликих містах.

Триступінчасту влаштовують, якщо прокладання в центральній частині міста газопроводів з високим (до 0,6 МПа) тиском неможливе, вона включає газопроводи низького, середнього та високого (до 0,6 МПа) тиску.

Багатоступінчасті системи проєктують у великих містах і областях.

За призначенням газопроводи поділяють на такі групи:

- 1) розподільчі газопроводи;



- 2) газопроводи-вводи;
- 3) ввідні газопроводи;
- 4) міжселищні газопроводи.

За розташуванням газопроводи поділяють на: зовнішні (вуличні, квартальні, дворові, міжцехові) та внутрішні.

За способом прокладання газопроводи поділяють на надземні, наземні та підземні.

За матеріалом труб – сталеві та поліетиленові.

За видом транспортованого газу – природного та скрапленого.

За схемою газорозподільчі мережі бувають кільцевими, тупиковими та змішаними.

Кільцюють мережі для підвищення надійності газопостачання. З цією ж метою в них забезпечують резерв тиску газу.

Мережі різних рівнів тиску з'єднують кількома ГРП, що забезпечує їх резервування.

Газорозподільчі станції призначені для зменшення тиску та автоматичного підтримання його сталим на потрібному рівні. Їх влаштовують для подавання газу в газорозподільчу мережу міста, а також для його очищення, одоризації і обліковування витрати, розташовують за межами міста на відгалуженнях від магістрального газопроводу. Орієнтовна їх кількість для міста з числом жителів до 120 тисяч – одна; 200 - 500 тисяч – дві; більше ніж 500 тисяч – по одній ГРС на кожні 200 - 300 тисяч населення.

Газорегуляторні пункти призначені для зменшення тиску газу і підтримування його на заданому рівні під час подавання з мережі високо тиску в мережу середнього (низького), або з мережі середнього в мережу низького, або у газову мережу промислових та комунальних підприємств. Газорегуляторні установки влаштовують для зменшення і підтримування тиску безпосередньо перед газовикористовувальними агрегатами промислових підприємств [1, стор. 217].



## 3.2. Трубопроводи, арматура та обладнання газорозподільчих систем

Для будівництва газопроводів застосовують сталеві та поліетиленові труби [1, п.4.3; 6, стор. 81; 10]. Сталеві труби за способом виготовлення поділяють на безшовні, зварні прямошовні і спіральшовні. Труби виготовляють з сталей, які добре зварюються і містять не більше ніж: 0,25% вуглецю, 0,056% сірки, 0,046% фосфору [1, п. 11.5].

Для систем газопостачання застосовують труби груп В та Г, виготовлені з спокійної маловуглецевої звичайної сталі, що відповідає ДСТУ 2651:2005/ГОСТ 380-2005 і якісної сталі за ГОСТ 1050-83 [1, п. 11.6, п. И.2, табл. И.1]. В окремих випадках можна застосовувати сталеві труби з напівспокійної та киплячої сталі [1, п. 11.7].

Залежно від розрахункових значень зовнішніх температур, способу прокладання (надземний, наземний, підземний), діаметра трубопроводу і його призначення унормовано [1, дод. И] матеріали, які можна застосовувати для виготовлення труб, і способи їх виробництва (безшовні гарячедеформовані; електрозварні прямошовні або зі спіральним швом та інші). Міцність зварних швів сталевих труб повинна відповідати міцності основного металу труби [1, п. 11.10].

Для будівництва міських газорозподільчих систем тиском до 0,6 МПа використовують сталеві електрозварні труби за ГОСТ 10705-80, а для газопроводів високого тиску (до 1,2 МПа) - безшовні гарячедеформовані труби за ГОСТ 8731-74 і 8732-78 або безшовні холоднодеформовані труби за ГОСТ 8733-74 і 8734-75. З цих труб будують також особливо відповідальні ділянки.

Мінімальний умовний діаметр розподільчих газопроводів приймають рівним 32 мм, а для введів - 16 мм. Товщину стінки труби підземних газопроводів визначають розрахунком, але вона повинна бути не менша ніж 3 мм, а для надземних - не менша ніж 2 мм. Товщина стінки труби підводних переходів повинна бути на 2 мм більша розрахункової, але не менша ніж 5 мм [1, п. 4.80].

Для внутрішніх газопроводів низького тиску дозволено застосовувати труби з міді за ДСТУ ГОСТ 617:2007 [1, п.11.5].

На території міст дозволено застосовувати для газопостачання поліетиленові труби для газопроводів з тиском до 0,3 МПа. Тиск



газу на території сіл та селищ і в міжселищних газопроводах з поліетилену не повинен бути більшим ніж 1,0 МПа [10, п. 5.5]. Ці труби прокладають лише під землею на глибині не менше ніж 1 м до верху труби [1, п. 4.18; 10, п.5.6]. Крім того, ДБН передбачає й інші обмеження, пов'язані із застосуванням поліетиленових труб, які потрібно враховувати під час проектування і будівництва [10, п. 5.6].

Для підземного прокладання газопроводів застосовують поліетиленові труби, виготовлені відповідно до ДСТУ Б В. 2.7-73-98 [10, п. 5.3]. Основною перевагою пластмасових труб є їх висока корозійна стійкість, мала маса, менший, порівняно з сталевими, гідравлічний опір (приблизно на 20%). До недоліків відносять: меншу механічну міцність (межа міцності на розтягнення для поліетиленових труб 10...40 МПа), меншу температурну стійкість, зміну властивостей під дією прямих сонячних променів, старіння (тобто погіршення фізико-механічних характеристик згодом). Температурна межа застосовності поліетиленових труб становить 40°C [10, стор. 1].

В якості запірних пристроїв на газопроводах застосовують крани та засувки. Перекривальну арматуру виготовляють зі сплавів на основі міді (бронзи, латуні), вуглецевої сталі та чавуну (сірого та ковкого). Крім металевої арматури використовують також поліетиленові крани [10, п. 7.2.1].

Крани призначені для газопроводів малих діаметрів. За способом герметизації розрізняють крани конусні натяжні, конусні сальникові та кульові. За способом приєднання є крани муфтові і фланцеві. Сальникові крани застосовують для газопроводів з тиском до 0,6 МПа включно. Кульові крани - на газопроводах з тиском до 1,2 МПа включно.

Засувки використовують для газопроводів з тиском до 1,2 МПа і діаметром 50 мм і більше.

На підземних газопроводах перекривальну арматуру встановлюють в колодязях із залізобетону і цегли, які повинні бути водонепроникними [1, п. 4.96]. Для знімання температурних і монтажних напруг з фланців засувки в колодязі після арматури, за напрямком руху газу, встановлюють лінзовий компенсатор [1, п. 4.98].



### 3.3. Контрольні питання

1. Яким вимогам має відповідати система газопостачання?
2. Наведіть схему системи газопостачання міста і поясніть призначення окремих її елементів?
3. Як поділяють газопроводи залежно від тиску?
4. Наведіть класифікацію і обґрунтуйте необхідність влаштування багатоступінчастої системи газопостачання міста.
5. На яких умовах приєднують споживачів до газорозподільчих мереж?
6. Які труби та арматуру використовують для газорозподільчих мереж? Наведіть переваги і недоліки поліетиленових труб.
7. Наведіть схему газового колодязя, в якому розміщена засувка.







## 4. Влаштування зовнішніх газопроводів

### 4.1. Способи прокладання газопроводів

Територією міст і населених пунктів газопроводи переважно прокладають під землею [1, п. 4.2].

Для газопроводів промислових і комунальних підприємств ДБН «Газопостачання» рекомендує надземне прокладання по стінах будівель, по опорах, колонах і естакадах [1, п. 4.52]. Надземне прокладання можливе також для квартальних (дворових) газопроводів (на опорах і на стінах будівель) [1, п. 4.2].

**Підземні газопроводи.** Їх прокладають в межах поперечних профілів вулиць і доріг: під тротуарами і розділовими смугами [1, п. 8.54]. Горизонтальні відстані між підземними трубами та іншими спорудами унормовано ДБН 360-92\*\* «Містобудування. Планування і забудова міських і сільських поселень» та ДБН Б.2.4.-1-94 «Планування і забудова сільських поселень». Відстані можуть бути зменшені, за умови дотримання відповідних вимог, на окремих ділянках траси газопроводу, а також в разі прокладання між будівлями або під арками [1, п. 4.12].

Відстань від газопроводу до стінок колодязів і камер підземних споруд повинна бути не менше ніж 0,3 м [1, п. 4.14]. Допускається прокладання кількох газопроводів в одній траншеї [1, п. 4.15]. При перетинанні газопроводами різного тиску підземних інженерних мереж вертикальний просвіт між ними повинен бути не менше ніж 0,2 м, а при перетинанні з електричними мережами відповідати вказівкам ПУЕ [1, п. 4.16].

В місцях перетинання з каналами тепломережі, колекторами, тунелями газопроводи прокладають у футлярах, що виходять на 2 м з кожного боку від зовнішніх стінок споруди, яка перетинається [1, п. 4.17].

Глибина залягання сталевих газопроводів повинна бути не менша ніж 0,8 м до верху труби або футляра, а для газопроводів з поліетиленових труб – не менше ніж 1 м до верху труби або футляра [1, п. 4.18].

**Надземні газопроводи.** Для надземного прокладання газопроводів використовують зовнішні стіни будівель, окремі опори, колони та естакади. На стінах житлових і громадських будівель допустиме прокладання газопроводу з тиском не більше ніж 0,3 МПа (за винятком транзитного прокладання) [1, п. 4.52].

Газопроводи високого тиску (до 0,6 МПа) можна прокладати тільки по глухих стінах або над вікнами верхніх поверхів виробничих будівель [1, п. 4.56]. Висота прокладання повинна забезпечувати доступ для огляду і ремонту і унеможливити пошкодження труб.

Прокладання газопроводів на опорах і естакадах можливе разом з трубопроводами іншого призначення [1, п. 4.68].

Перекривальні пристрої встановлюють на газопроводах в таких місцях [1 п. 4.95]:

- 1) перед житловими, громадськими і виробничими будівлями, зовнішніми газоспоживальними установками;
- 2) на вводі у ГРП і після нього для закріплення мереж;
- 3) на відгалуженнях від міжселищних газопроводів до населених пунктів або підприємств;
- 4) на розподільчих мережах для відключення окремих мікрорайонів, кварталів, груп житлових будинків;
- 5) для секціонування газопроводів середнього і високого тиску;
- 6) при перетинанні водних перешкод, залізниць загальної мережі, автомобільних доріг I і II категорій;
- 7) перед територіями промислових комунально-побутових та інших підприємств.

## **4.2. Перетинання газопроводами природних та штучних перешкод**

Переходи газопроводів через річки, канали і інші водні перешкоди здійснюють підводними (дюкерами) і надводними (по мостах, естакадах) способами [1, п. 4.74]. Підводні переходи річок, які мають ширину в межах 75 м і більше, виконують в дві нитки з пропускною спроможністю кожної 0,75 від розрахункової витрати газу [1, п. 4.77]. Одну нитку дюкера можна проектувати для закріплення газопроводів, якщо, в разі її відключення, буде забезпечене постачання споживачів газом. Якщо ширина водної перешкоди менша ніж 75 м, то другу нитку трубопроводу прокладають за несприятливих умов згідно ДБН [1, п. 4.78]. Перехід тупикових газопроводів до промислових споживачів прокладають в одну нитку, якщо підприємство має резервне паливо [1, п. 4.77].



Відстань між осями паралельних газопроводів підводних переходів приймають не менше ніж 30 м. За умови перетинання несудноплавних рік несхильних до розмивання, а також водних перешкод в межах населеного пункту, можливе укладання двох газопроводів в одну траншею. В цьому випадку відстань на просвіт між газопроводами повинна бути не менше ніж 0,5 м [1, п. 4.82].

Глибина залягання в ґрунті до верху газопроводу-переходу для судноплавних річок повинна бути не менша ніж 1 м, а для інших не менша ніж 0,5 м [1, п. 4.83]. Підводні переходи виконують з довгомірних труб і покривають дуже посиленою ізоляцією. Товщину стінки сталеві труби приймають на 2 мм більше розрахункової, але не менше ніж 5 мм, поліетиленові труби повинні мати коефіцієнт запасу міцності не менше ніж 3,15 [1, п. 4.80]. Щоб запобігти спливанню газопроводу, прокладеному на дні річки або водоймища, його навантажують баластом.

Водні перешкоди з нестійким руслом і берегами, з великою швидкістю (більше ніж 2 м/с) течії води, а також глибокі яри і балки долають надземними переходами. Їх влаштовують у вигляді естакад. Прокладання газопроводів по залізничних мостах не допускається [1, п. 4.72]. По автомобільних та пішохідних мостах можна прокладати газопроводи з робочим тиском не більше ніж 0,6 МПа [12, п. 10.11]. До мостів підвішують газопроводи з сталевих безшовних або прямошовних труб з компенсаторами. Їх розміщення повинно виключати можливість скупчення газу в конструкціях мосту [1, п. 4.72].

Переходи через залізниці, трамвайні колії і автомобільні дороги (I, II і III категорій) бувають підземними і надземними. Підземні переходи укладають у футляри, кінці яких виводять за межі перешкоди [1, п. 4.90-4.91]. Діаметр футляра приймають на 100 мм більшим ніж діаметр газопроводу, який в межах футляра покривають дуже посиленою ізоляцією. Всі зварні стики в межах футляра перевіряють фізичними методами контролю. Кінці футляра ущільнюють, на одному з них встановлюють контрольну трубу, яку виводять під захисний пристрій.

Глибина укладання газопроводу під залізничними і трамвайними коліями та автомобільними дорогами залежить від способу виробництва будівельних робіт, типу ґрунтів та забезпечення



безпеки руху [1, п. 4.92]. Прокладання газопроводів в тілі насипу не допустиме [1, п. 4.89].

Висота надземного переходу повинна забезпечувати вільний рух транспорту і людей, її приймають відповідно до вимог СНиП II-89-80\* [1, п. 4.93]. В місцях проходу людей висота прокладання повинна становити 2,2 м, над автомобільними дорогами - 4,5 м, а над трамвайними коліями і залізницями - 5,6...7,1 м.

### 4.3. Захист газопроводів від корозії

Проекти захисту від корозії підземних газопроводів розробляють одночасно з проектуванням самих газопроводів [13, п. 3.2.1].

На виникнення і протікання внутрішньої і зовнішньої корозії газопроводу впливають склад газу, матеріал трубопроводу, умови прокладання і фізико-механічні властивості ґрунту [3, стор. 38-44]. Корозія внутрішніх поверхонь труб залежить від властивостей газу. Внутрішній корозії запобігають видаленням з газу агресивних сполук, тобто його очищенням.

За видом зовнішню або ґрунтову корозію поділяють на хімічну, електрохімічну і електричну (корозію блукаючим струмом) [3, стор. 38].

Ґрунтова корозія зумовлена вологою, солями, кислотами (хімічна корозія), а також неоднорідністю металевої стінки газопроводу, що є передумовою для виникнення на поверхні труби гальванічних елементів: ґрунт - електроліт, метал – електроди (електрохімічна корозія).

Електричну корозію викликає блукаючий струм. Його основним джерелом є електрифіковані залізниці, трамвайні лінії та метрополітен. Вхід блукаючого струму поляризує газопровід катодно, а вихід - анодно. В цьому місці і виникає інтенсивне пошкодження стінок газопроводу, яке в критичному випадку може спричинити аварію.

Корозійна активність ґрунту стосовно металу характеризується значеннями питомого електричного опору ґрунту, який визначають у польових і лабораторних умовах, і середньою густиною катодного струму.

Для вимірювання поляризованого потенціалу «ґрунт – трубопровід», а також параметрів електрохімічного захисту газопроводу згідно вимог ДБН В.2.5-20-2001 влаштовують контрольні-вимірювальні пункти (КВП) [1, п. 4.111].



Розрізняють «пасивний» і «активний» захист. Пасивний захист підземних газопроводів від корозії здійснюють нанесенням на їх зовнішню поверхню шару різноманітних бітумо-полімерних, бітумо-мінеральних, бітумо-гумових та полімерних мастик, плівкових матеріалів [6, стор. 92; 14]. Антикоровісні покриття повинні бути діелектричними, водонепроникними, хімічно інертними до матеріалу стінки труби і ґрунту, міцними і еластичними, монолітними і однорідними. Ізоляція газопроводів та споруд газопостачання повинна відповідати вимогам ДСТУ Б В.2.5-29:2006 і ДБН В.2.5-20-2001. Підземні газопроводи повинні мати захисне покриття дуже посиленого типу [1, п. 4.110; 14, п. 7.1.1]. Конструкції захисного покриття наведено в ДСТУ Б В.2.5-29:2006 [14, табл. 2].

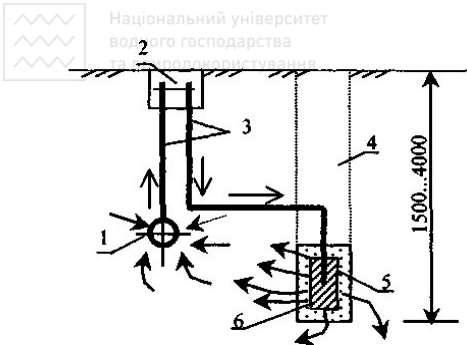
Активний захист від корозії полягає у створенні навколо підземного газопроводу захисного електричного поля. Розрізняють протекторний і катодний захист, електричний дренаж [6, стор. 92].

Активний або електрохімічний захист газопроводів здійснюють катодною поляризацією металу від зовнішнього джерела струму (установки катодного захисту) або сполученням з металом, який має більший негативний потенціал порівняно з електродним потенціалом металу, що захищається (установки протекторного захисту).

**Протекторний захист** газопроводів ґрунтується на принципі гальванічних пар. В якості гальванічного аноду (протектора) використовують метали, які порівняно з металом трубопроводу або іншого об'єкта, що захищається, мають більшу активність.

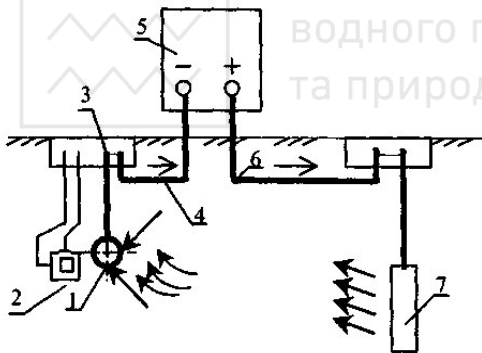
Протектор, що знаходиться в корозійному середовищі, і об'єкт, що захищається, утворюють гальванічний елемент, анодом якого є протектор, а катодом - об'єкт, в якому виникає електрорушійна сила (е.р.с.). В такому гальванічному елементі під впливом сили електричного струму об'єкт катодно поляризується і його метал захищається від корозії, а протектор, відповідно, поступово руйнується (рис. 4.1).

Катодну поляризацію металевих споруд і газопроводів за допомогою зовнішніх джерел постійного струму називають **катодним захистом**. Установка катодного захисту (УКЗ) складається з джерела постійного струму, анодного заземлювача, контактного пристрою для об'єкта, який захищають, електрода



**Рис. 4.1. Принципова схема протекторного захисту**  
 1 – газопровід; 2 – КВП; 3 – кабель; 4 – шурф; 5,6 – сталевий сердечник та активатор протектора

порівняння тривалої дії з датчиком електрохімічного потенціалу, з'єднувальних дротів постійного струму, захисного заземлення (рис. 4.2). Негативний полюс джерела постійного струму УКЗ підключають до газопроводу, а позитивний - до анодного заземлення. До катодної станції можуть бути приєднані декілька об'єктів або газопроводів сумарною довжиною до 5 км; за необхідності вона може мати кілька анодних заземлювачів.

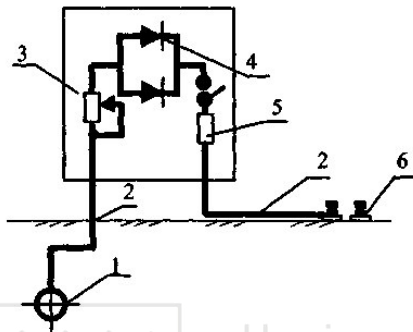


**Рис.4.2. Принципова схема катодного захисту**  
 1 - газопровід; 2 - електрод порівняння з датчиком електрохімічного потенціалу; 3 - контактний пристрій; 4 - кабель; 5 - джерело постійного струму; 6 - кабель з'єднувальний; 7 - анодний заземлювач

Для електричного захисту від «блукаючого струму» використовують **електричний дренаж** - організоване відведення блукаючого струму від газопроводу до його (струму) джерела (рис. 4.3). Є три види електричного дренажу: прямий, поляризований і посилений [6, стор. 94]. Кожний з них виконують шляхом підключення газопроводу через дренажний пристрій до негативної шини тягової підстанції або рейки електрифікованого транспорту.

Прямий (простий) електричний дренаж має двосторонню провідність і тому застосовується лише на ділянках зі стійким

анодним потенціалом (здебільшого, поблизу тяглових підстанцій). Поляризований і посилений дренаж мають односторонню провідність від газопроводу до джерела струму і тому вони можуть підключатись до рейок електрифікованого транспорту. Одна дренажна установка здатна захистити до 5-6 км газопроводу.



*Рис. 4.3. Принципова схема поляризованого електродренажу*

*1 – газопровід; 2 – кабель;  
3 – реостат; 4 – діод;  
5 – запобіжник; 6 – коїя*

Додатково до пристроїв електричного захисту застосовують електричне секціонування: газопровід поділяють на окремі секції ізоляційними фланцями (ІФЗ). Місця обов'язкового розміщення ІФЗ регламентовані вимогами нормативних документів [1, п. 4.114-4.116].

Надземні газопроводи захищають від атмосферної корозії покриттям з двох шарів ґрунтовки та двох шарів фарби [1, п. 4.120].

#### 4.4. Контрольні питання

1. Які вимоги висувають щодо перетину і паралельного прокладання газопроводів та інших інженерних комунікацій, а також відносно споруд?
2. В яких випадках передбачають надземне розташування газопроводів?
3. Наведіть схему дюкеру. Які вимоги щодо його влаштування?
4. Які вимоги висувають щодо влаштування переходів під залізницями та автодорогами?
5. В яких місцях розміщують перекривальні пристрої?
6. Назвіть види і причини корозії?
7. Наведіть класифікацію методів захисту газопроводів від корозії.



## **5. Розрахунок споживання газу містом**

### **5.1. Норми споживання газу для міста**

Річне споживання газу містом, районом міста або селищем є основою для складання проекту газопостачання. Розрахунок річного споживання виконують за нормами на кінець розрахункового періоду [1, п. 3.1]. Тривалість *розрахункового періоду* встановлюють на підставі плану перспективного розвитку міста або селища.

Усі види міського споживання газу поділяють на: а) побутове (споживання газу в квартирах); б) комунальне; в) для опалювання і вентиляції будівель; г) промислове [6, стор. 106].

Витрата газу на побутові, комунальні і громадські потреби залежить від виду газового обладнання, благоустрою і населеності квартир, газового устаткування міських установ і підприємств, ступеня обслуговування населення комунально-побутовими підприємствами, охоплення споживачів централізованим гарячим водопостачанням, кліматичних умов.

Річні витрати газу на приготування їжі і гарячої води в квартирах, а також на господарсько-побутові і комунальні потреби громадських будівель, підприємств громадського харчування, установ охорони здоров'я та хлібопекарень визначають за нормами ДБН «Газопостачання» [1, табл. 2]. У будівельних нормах витрата газу, МДж, віднесена до споживання однією людиною або одним умовним показником за рік. Так, витрата в квартирах наведена в МДж за рік на 1 людину. Споживання в установах охорони здоров'я - в МДж на 1 ліжко за рік. Витрата газу для прання білизни, миття в лазнях, приготування їжі в їдальнях і на випічку хліба наведена в МДж на одиницю умовного показника.

### **5.2. Визначення витрат газу населенням, комунальними підприємствами та іншими закладами міста**

Дані щодо споживання газу окремими групами споживачів, комунальними підприємствами та іншими закладами міста необхідні для проектування системи газопостачання міста. Кількість розрахункових одиниць споживання приймають за





даними проєктів планування і забудови, а за відсутності таких даних визначають за ДБН 360-92\*\* [11], (додаток 2).

Охоплення газопостачанням квартир для більшості міст близьке до одиниці. Однак, наявність старого житлового фонду, який не можна газифікувати, або, навпаки, висотні будівлі з електроплитами зменшують ступінь охоплення газопостачанням квартир.

Загальне річне споживання газу в квартирах міста ( $\text{м}^3/\text{рік}$ ) залежить від кількості споживачів (населення), систем гарячого водопостачання, ступеня охоплення газопостачанням,  $\text{м}^3/\text{рік}$ :

$$V_p = \sum N_i \cdot y_i \cdot \frac{q_n^i}{Q_n}, \quad (5.1)$$

де  $\sum N_i$  - кількість населення, яке проживає в районах з відповідною системою гарячого водопостачання, люд;  $y_i$  - ступінь охоплення газопостачанням у відповідному районі;  $q_n^i$  - норма витрати теплоти населенням,  $\text{МДж}/\text{люд}$  [1, табл. 2], (додаток 1);  $Q_n$  - нижча теплота згоряння газу,  $\text{МДж}/\text{м}^3$ .

Кількість жителів, які проживають в житлових кварталах визначають за формулою, люд:

$$N = P \cdot F, \quad (5.2)$$

де  $P$  - густина населення, люд/га;  $F$  - площа житлової забудови, га.

Під час розрахунку споживання газу підприємствами побутового обслуговування враховують витрату газу для прання білизни, в дезкамерах і лазнях.

Норма витрати теплоти для прання білизни віднесена до 1 т сухої білизни. Витрату газу в пральнях визначають за формулою,  $\text{м}^3/\text{рік}$ :

$$V_n = \frac{S_n \cdot z_n \cdot y_n \cdot N \cdot q_n}{Q_n}, \quad (5.3)$$

де  $S_n$  - норма білизни на одного жителя, т;  $z_n$  - ступінь охоплення населення міста пральнями;  $N$  - кількість населення, люд;  $y_n$  - ступінь охоплення пралень газопостачанням;  $q_n$  - питома витрата теплоти в пральнях,  $\text{МДж}/\text{т}$  [1, табл. 2], (додаток 1);  $Q_n$  - теплота згоряння газу,  $\text{МДж}/\text{м}^3$ .

Річну витрату газу в лазнях визначають за формулою,  $\text{м}^3/\text{рік}$ :

$$V_l = \frac{S_l \cdot z_l \cdot y_l \cdot N \cdot q_l}{Q_n}, \quad (5.4)$$



де  $S_l$  - кількість відвідувань лазні 1 жителем за рік;  $z_l$  - частка населення, яка користується лазнями;  $y_l$  - ступінь охоплення лазень газопостачанням;  $N$  - кількість населення, люд;  $q_l$  - питома витрата теплоти в лазнях, МДж/люд [1, табл. 2], (додаток 1);  $Q_H$  - теплота згоряння газу, МДж/м<sup>3</sup>.

Річна витрата газу закладами громадського харчування, м<sup>3</sup>/рік:

$$V_{z.x} = \frac{360 \cdot z_{z.x} \cdot y_{z.x} \cdot N \cdot \Sigma q_{z.x}}{Q_H}, \quad (5.5)$$

де  $z_{z.x}$  - частка населення, яка регулярно користується закладами громадського харчування і споживає щодня один умовний обід і сніданок (вечерю);  $y_{z.x}$  - ступінь охоплення закладів громадського харчування газопостачанням;  $N$  - кількість населення, люд;  $q_{z.x}$  - питома витрата теплоти в закладах громадського харчування на приготування обідів, сніданків та вечерь, МДж/люд. [1, табл. 2], (додаток 1);  $Q_H$  - теплота згоряння газу, МДж/м<sup>3</sup>.

Річна витрата газу в закладах охорони здоров'я, м<sup>3</sup>/рік:

$$V_{o.z} = \frac{S_{o.z} \cdot z_{o.z} \cdot y_{o.z} \cdot N \cdot \Sigma q_{o.z}}{1000 \cdot Q_H}, \quad (5.6)$$

де  $S_{o.z}$  - кількість ліжок на 1000 жителів;  $y_{o.z}$  - ступінь охоплення лікарень газопостачанням;  $N$  - кількість населення, люд.;  $q_{o.z}$  - питома витрати теплоти в лікарнях на приготування їжі та гарячої води, МДж на 1 ліжко [1, табл. 2], (додаток 1);  $Q_H$  - теплота згоряння газу, МДж/м<sup>3</sup>.

Річну витрату газу хлібозаводами визначають за формулами, м<sup>3</sup>/рік:

$$V_{x.z} = \frac{S_{x.z} \cdot y_{x.z} \cdot N \cdot q_{x.z}}{Q_H} \quad (5.7)$$

або 
$$V_{x.z} = (0,6...0,8) \cdot \frac{365 \cdot y_{x.z} \cdot N \cdot q_{x.z}}{1000 \cdot Q_H}, \quad (5.8)$$

де  $S_{x.z}$  - річне споживання хлібобулочних виробів одним жителем, яке рекомендовано приймати 0,22...0,29 т, (добове споживання хлібобулочних виробів на 1000 жителів становить 0,6...0,8 т);  $y_{x.z}$  - ступінь охоплення хлібозаводів газопостачанням;  $N$  - кількість населення, люд.;  $q_{x.z}$  - питома витрата теплоти на випікання, МДж



на 1 т виробів [1, табл. 2], (додаток 1);  $Q_n$  – нижча теплота згоряння газу, МДж/м<sup>3</sup>.

Річні витрати газу на потреби підприємств торгівлі, побутового обслуговування населення (ательє, майстерні, перукарні, магазини тощо) приймають в розмірі 5% від річної витрати газу на житлові будинки [1, п. 3.4].

Витрати газу на опалювання, вентилявання і централізоване гаряче водопостачання житлових і громадських будівель визначають за питомими нормами теплоспоживання і обчислюють за формулою, м<sup>3</sup>/рік:

$$V_{o.g} = \left[ 24 \cdot (1 + k_1) \cdot \frac{t_g - t_{c.o}}{t_g - t_{p.o}} + z_g \cdot k_1 \cdot k_2 \cdot \frac{t_g - t_{c.o}}{t_g - t_{p.g}} \right] \cdot \frac{3,6 \cdot q_o \cdot F_{жс} \cdot n_o}{\eta_o \cdot Q_n}, (5.9)$$

де  $k_1$  - коефіцієнт, що враховує витрату тепла на опалювання громадських будівель (за відсутності даних  $k_1$  приймають рівним 0,25);  $k_2$  - коефіцієнт, що враховує витрату тепла на вентиляцію громадських будівель (за відсутності даних приймають рівним 0,4 або 0,6 для будинків, побудованих, відповідно, до 1985 р. та після 1985 р.);  $t_g$  - температура внутрішнього повітря будинків, °С;  $t_{p.o}$  - розрахункова температура зовнішнього повітря для проектування опалення, °С (додаток 3);  $t_{p.g}$  - розрахункова температура зовнішнього повітря для проектування вентиляції, °С (додаток 3);  $t_{c.o}$  - середня температура зовнішнього повітря за опалювальний сезон, °С (додаток 3);  $z_g$  - середня кількість годин роботи системи вентиляції громадських будинків протягом доби, за відсутності даних приймають 16 годин;  $q_o$  - питомий тепловий потік на опалювання 1 м<sup>2</sup> загальної площі житлових будинків, Вт/м<sup>2</sup> (додаток 4), який приймають залежно від температурної зони (додаток 5), типу і кількості поверхів будинків;  $F_{жс}$  - житлова площа будинків, м<sup>2</sup>;  $n_o$  - тривалість опалювального періоду, діб (додаток 3);  $\eta_o$  - коефіцієнт корисної дії опалювальних систем, який приймають для централізованих систем рівним 0,8...0,85;  $Q_n$  - теплота згоряння газу, кДж/м<sup>3</sup>.

Річні витрати газу на централізоване гаряче водопостачання від котелень та ТЕЦ складатимуть, м<sup>3</sup>/рік:



$$V_{2.6} = 24 \cdot 3,6 \cdot q_{2.6} \cdot N \cdot \left[ n_o + (350 - n_o) \cdot \frac{55 - t_{x.l}}{55 - t_{x.z}} \cdot \beta \right] \cdot \frac{1}{\eta_{2.6} \cdot Q_H} \quad (5.10)$$

де  $q_{2.6}$  – питомий показник витрати теплоти на гаряче водопостачання, Вт/люд, (додаток 6);  $N$  – кількість населення, люд;  $n_o$  – тривалість опалювального періоду, діб;  $t_{x.z}$  та  $t_{x.l}$  – температура водопровідної води в опалювальний та літній періоди, за відсутності даних приймають, відповідно, +5 та +15°C;  $\eta_{2.6}$  – коефіцієнт корисної дії котельні, який приймають рівним 0,8...0,85;  $\beta$  – коефіцієнт, який враховує зменшення витрати гарячої води в літній період, за відсутності даних приймають 0,8, а для курортних та південних міст – 1,5 [15, дод. К];  $Q_H$  – нижча теплота згоряння газу, кДж/м<sup>3</sup>.

Витрату газу на опалювання, вентилявання і гаряче водопостачання промислових підприємств приймають з відповідних проектів.

Річну витрату газу промисловими підприємствами на технологічні потреби, опалювання і вентилявання визначають на підставі даних про теплову потужність встановленого газовикористовувального устаткування за формулою, млн. м<sup>3</sup>/рік:

$$V_{pich}^{n.n} = \frac{3600 \cdot \sum Q_i \cdot 10^{-6}}{Q_H \cdot \eta \cdot K_{max}}, \quad (5.11)$$

де  $\sum Q_i$  – сумарна теплова потужність газовикористовувального устаткування, МВт;  $\eta$  – усереднений коефіцієнт корисної дії устаткування підприємства (0,6...0,7);  $K_{max}$  – коефіцієнт годинного максимуму використання газу підприємством в цілому, [1, дод. Г], (додаток 7);  $Q_H$  – нижча теплота згоряння газу, МДж/м<sup>3</sup>.

Витрати газу в сільському господарстві на приготування корму і підігрівання води для худоби визначають за формулою, млн. м<sup>3</sup>/рік:

$$V_{pich}^{тварин} = \frac{(q_1 + q_2) \cdot N \cdot 10^{-6}}{Q_H}, \quad (5.12)$$

де  $q_1$  – норма витрати теплоти на приготування корму для тварин, МДж/голову;  $q_2$  – те ж на підігрівання води та санітарні потреби, МДж/голову [1, табл. 3];  $N$  – кількість худоби певного виду.



### 5.3. Приклади розрахунку

**Приклад 5.1.** Визначити річну витрату газу для приготування їжі та гарячої води населенням мікрорайону, що проживає в квартирах, обладнаних газовою плитою та газовим водонагрівником.

Вихідні дані: площа житлового кварталу – 41,13 га; густота населення – 180 люд/га; теплота згорання газу – 34 МДж/м<sup>3</sup>.

Рішення:

1. Визначають кількість населення, що проживає в мікрорайоні за формулою (5.2):

$$N = 41,13 \cdot 180 = 7410 \text{ (люд)}$$

2. Знаходять річну витрату газу населенням за формулою (5.1), прийнявши норму витрати теплоти населенням  $q_n^i = 8000$  МДж/люд [1, табл. 2] або (додаток 1), а ступінь охоплення газопостачанням  $y_i = 1$ :

$$V_P = 7410 \cdot 1 \cdot \frac{8000}{34} = 1743529 \text{ (м}^3\text{/рік)}$$

**Приклад 5.2.** Визначити витрату газу в механізованій пральні, яка обслуговує 156704 жителів міста.

Вихідні дані: ступінь охоплення населення пральнями  $z_n = 0,5$ ; ступінь охоплення пралень газопостачанням  $y_n = 1$ ; теплота згорання газу  $Q_n = 34$  МДж/м<sup>3</sup>.

Рішення:

Норму витрати теплоти в пральні прийнято  $q_n = 18800$  МДж/т, [1, табл. 2], або (додаток 1). Витрату газу пральнею обчислюють за формулою (5.3):

$$V_n = \frac{0,12 \cdot 0,5 \cdot 1 \cdot 156704 \cdot 18800}{34} = 5198886 \text{ (м}^3\text{/рік)}$$

**Приклад 5.3.** Визначити річну витрату газу лазнею з ваннами в мікрорайоні, де проживає 156704 жителів.

Вихідні дані: частка населення, яка користується лазнями,  $z_n = 0,5$ ; ступінь охоплення лазень газопостачанням  $y_n = 1$ ; теплота згорання газу  $Q_n = 34$  МДж/м<sup>3</sup>.

Рішення:

Прийнято норму витрати теплоти в лазні  $q_n = 50$  МДж/люд [1,



табл. 2], або (додаток 1). Річна витрата газу лазнею за формулою (5.4):

$$V_{\text{л}} = \frac{52 \cdot 0,5 \cdot 1 \cdot 156704 \cdot 50}{34} = 5991623,53 \text{ (м}^3\text{/рік)}$$

**Приклад 5.4.** Визначити річну витрату газу їдальнею, яка обслуговує мікрорайон з 156704 жителями.

**Вихідні дані:** частка населення, яка регулярно користується закладами громадського харчування і споживає щодень один умовний обід і сніданок (або вечерю)  $z_{\text{г.х}} = 0,3$ ; ступінь охоплення закладів громадського харчування газопостачанням  $y_{\text{г.х}} = 1$ ; теплота згорання газу  $Q_{\text{н}} = 34 \text{ МДж/м}^3$ .

**Рішення:**

Річну витрату газу їдальнею визначають за формулою (5.5); норму витрати теплоти в їдальні для приготування сніданку і обіду,  $q_{\text{г.х}}$ , приймають  $6,3 \text{ МДж/люд}$  [1, табл. 2], або (додаток 1):

$$V_{\text{г.х}} = \frac{360 \cdot 0,3 \cdot 1 \cdot 156704 \cdot 6,3}{34} = 3135923,6 \text{ (м}^3\text{/рік)}$$

**Приклад 5.5.** Визначити річну витрату газу лікарнею, яка обслуговує мікрорайон міста.

**Вихідні дані:** кількість жителів у мікрорайоні - 156704 люд; ступінь охоплення газопостачанням  $y_{\text{о.з}} = 1$ ; теплота згорання газу  $Q_{\text{н}} = 34 \text{ МДж/м}^3$ .

**Рішення:**

Норму витрати теплоти на приготування їжі прийнято  $3200$ , а на приготування гарячої води –  $9200 \text{ МДж}$  на 1 ліжко [1, табл. 2] або (додаток 1). Річна витрата газу лікарнею за формулою (5.6):

$$V_{\text{о.з}} = \frac{14 \cdot 1 \cdot 156704 \cdot (3200 + 9200)}{1000 \cdot 34} = 800112 \text{ (м}^3\text{/рік)}$$

**Приклад 5.6.** Визначити річну витрату газу хлібозаводом, який забезпечує місто хлібом, батонами та булками.

**Вихідні дані:** кількість жителів у місті - 156704 люд; ступінь охоплення хлібозаводів газопостачанням  $y_{\text{х.з}} = 1$ ; теплота згорання газу  $Q_{\text{н}} = 34 \text{ МДж/м}^3$ .



**Рішення:**

Річну витрату газу на хлібозаводі визначають за формулою (5.9). Норму витрати теплоти на випікання 1 т виробів прийнято 5450 МДж [1, табл. 2] або (додаток 1), а добове споживання хлібобулочних виробів на 1000 жителів – 0,8 т. Тоді

$$V_{x,z} = 0,8 \cdot \frac{365 \cdot 1 \cdot 156704 \cdot 5450}{1000 \cdot 34} = 7334669 \text{ (м}^3\text{/рік)}$$

**Приклад 5.7.** Визначити річні витрати газу мікрорайоном на опалювання і вентилявання житлових і громадських будівель.

**Вихідні дані:** місто розташоване у II температурній зоні; висота будинків – 5 поверхів; кількість жителів мікрорайону – 130214 люд; норма житлової площі – 21 м<sup>2</sup>/люд; температура внутрішнього повітря в будинках  $t_g = +20^\circ\text{C}$ ; розрахункові температури зовнішнього повітря для проектування опалення та вентиляції  $t_{p,o} = t_{p,e} = -20^\circ\text{C}$ ; середня температура зовнішнього повітря за опалювальний сезон  $t_{c,o} = -0,1^\circ\text{C}$ ; тривалість опалювального періоду  $n_o = 184$  доби; теплота згорання газу  $Q_u = 34$  МДж/м<sup>3</sup>.

**Рішення:**

1. Загальна житлова площа будинків мікрорайону:

$$F_{ж} = f \cdot N = 21 \cdot 130214 = 2734494 \text{ (м}^2\text{)}$$

2. Для розрахунку витрати газу прийнято: коефіцієнт, що враховує витрату тепла на опалювання громадських будівель  $k_1 = 0,25$ ; коефіцієнт, що враховує витрату тепла на вентилявання громадських будівель  $k_2 = 0,6$ ; коефіцієнт корисної дії опалювальних систем  $\eta_o = 0,85$ ; середню кількість годин роботи системи вентиляції громадських будинків протягом доби  $z_g = 16$  годин; максимальний тепловий потік на опалення 1 м<sup>2</sup> загальної площі житлових будинків для II температурної зони  $q_o = 53$  Вт/м<sup>2</sup> (додаток 4). Тоді річна витрата газу на опалювання і вентилявання житлових і громадських будівель (формула (5.9)):



$$V_{o.g} = \left[ 24 \cdot (1 + 0,25) \cdot \frac{20 - (-0,1)}{20 - (-20)} + 16 \cdot 0,25 \cdot 0,6 \cdot \frac{20 - (-0,1)}{20 - (-20)} \right] \times \\ \times \frac{3,6 \cdot 53 \cdot 2734494 \cdot 184}{0,85 \cdot 34000} = 54082456 \text{ (м}^3/\text{рік)}$$

**Приклад 5.8.** Визначити річну витрату газу на централізоване гаряче водопостачання мікрорайону міста.

Вихідні дані: кількість жителів мікрорайону – 130214 люд; тривалість опалювального періоду  $n_o = 184$  доби; температура водопровідної води в опалювальний  $t_{x.z}$  та літній  $t_{x.l}$  періоди, відповідно, 5 та 15°C; коефіцієнт корисної дії котельні  $\eta_{z.v} = 0,85$ ; коефіцієнт, який враховує зменшення витрати гарячої води в літній період  $\beta = 0,8$ ; теплота згорання газу  $Q_n = 34$  МДж/м<sup>3</sup>.

Рішення:

Прийнято середню витрату теплоти на гаряче водопостачання  $q_{z.v} = 376$  Вт/люд (додаток 6), тоді річна витрата газу на централізоване гаряче водопостачання за формулою (5.10):

$$V_{z.v.} = 24 \cdot 3,6 \cdot 376 \cdot 130214 \cdot \left[ 184 + (350 - 184) \cdot \frac{55 - 15}{55 - 5} \cdot 0,8 \right] \times \\ \times \frac{1}{0,85 \cdot 34000} = 42483344 \text{ (м}^3/\text{рік)}$$

#### 5.4. Контрольні питання

1. Які є види споживання газу?
2. Які фактори впливають на споживання газу?
3. Як визначають річне споживання газу населенням, комунальними підприємствами та іншими споживачами міста?
4. Як визначають річне споживання газу на опалювання, вентильовання і гаряче водопостачання?
5. Як визначають річне споживання газу промисловими підприємствами на виробничі потреби, опалювання і вентильовання?





## 6. Режим та нерівномірність споживання газу

### 6.1. Нерівномірність споживання газу

Всі міські споживачі: побутові, комунальні, громадські і промислові - споживають газ нерівномірно протягом року, місяця, тижня, а також доби. Залежно від періоду, для якого споживання приймають постійним, розрізняють: сезонну нерівномірність або нерівномірність по місяцях року; добову нерівномірність або нерівномірність по днях тижня, місяця або року; годинну нерівномірність або нерівномірність по годинах доби або годинах року.

Режим споживання газу містом залежить від його використання окремими категоріями споживачів та їх питомої ваги в загальному споживанні. Нерівномірність витрачання газу зумовлена кліматичними умовами, укладом життя населення, режимом роботи підприємств і установ, характеристикою газового обладнання будівель і промислових цехів.

На підставі сумарних річних графіків споживання газу містами і економічними районами планують видобуток газу, а також вибирають і обґрунтовують заходи щодо регулювання нерівномірності використання газу.

Найбільшу сезонну нерівномірність має опалювальне навантаження, яке залежить від температури зовнішнього повітря. Більш рівномірно газ споживають підприємства, які використовують його в якості сировини. Незначна нерівномірність споживання газу характерна також для промислових печей, котельень, які виробляють пару для технологічних потреб.

Найбільші коливання витрати газу протягом року притаманні містам, для яких споживання газу на опалювання і вентиляцію будівель, а також населенням складає значну частку від загальної витрати.

Нерівномірність споживання газу характеризують коефіцієнтом сезонної (місячної) нерівномірності  $K_M$ , який визначають діленням витрати газу за даний місяць на середню місячну витрату за рік:

$$K_M = \frac{V^{mic}}{V_{сер.міс}^{рік}} \quad (6.1)$$

Його можна визначити також відношенням середньої добової витрати за даний місяць до середньої добової витрати за рік:



$$K_m = \frac{V_{сер.доб}^{міс.}}{V_{сер.доб}^{рік}} \quad (6.2)$$

Коливання споживання газу протягом окремих днів тижня і місяця (добові коливання) залежать від укладу життя населення, режиму роботи підприємств, зміни температури зовнішнього повітря.

Коефіцієнт максимальної добової нерівномірності споживання газу визначають відношенням максимальної добової витрати газу за даний місяць до середньої добової витрати в місяць максимального споживання:

$$K_{доб.міс}^{макс} = \frac{V_{міс.}^{макс.доб}}{V_{макс.міс}^{сер.доб}} \quad (6.3)$$

Аналогічно визначають коефіцієнти добової нерівномірності споживання газу протягом року чи тижня.

Коефіцієнти годинної нерівномірності – це відношення поточної годинної витрати газу до середньої годинної за добу, місяць чи рік.

В розрахунках найчастіше використовують максимальний коефіцієнт годинної нерівномірності за рік – відношення максимальної до середньої годинної витрати газу протягом року або добуток максимальних коефіцієнтів годинної, добової та місячної нерівномірності, відповідно, за добу, місяць та рік:

$$K_{год.рік}^{макс} = \frac{V_{рік}^{макс.год}}{V_{рік}^{сер.год}} = K_{год.доб}^{макс} \cdot K_{доб.міс}^{макс} \cdot K_{міс.рік}^{макс} \quad (6.4)$$

## 6.2. Регулювання споживання газу

Сезонну нерівномірність газоспоживання регулюють за рахунок підземного зберігання газу, використання споживачів-регулювальників, яким скидають надлишки у літній період, резервних потужностей промислів і газопроводів. Оптимальний склад засобів регулювання нерівномірності газоспоживання визначають техніко-економічним аналізом [3, стор. 59-61].

Магістральні газопроводи здебільшого проектують з коефіцієнтом завантаження річного графіка  $K_{зав} = 0,85$ . Це означає,



що фактична кількість газу, що подається за рік газопроводом, становить 85% максимально можливої кількості або фактичної продуктивності магістрального газопроводу. Отже, після вирівнювання споживання газу містом або промисловим вузлом за допомогою підземних сховищ і споживачів-регулювальників, ступінь заповнення річного графіка повинна бути не меншою ніж 0,85, а незаповнена частина графіка, якщо його загальна площа визначена за максимальною подачею газу, становитиме не більше ніж 15%.

Лінія максимальної подачі газу вища за середню лінію річного графіка на величину рівну  $I - K_{зав}$ .

Для регулювання нерівномірності річного графіка спочатку виявляють можливість його вирівнювання за рахунок підземних сховищ. У періоди найменшого споживання газ закачують в сховища, в результаті чого сумарне споживання збільшується, а в місяці найбільшого використання газ відбирають зі сховищ і тим самим зменшують максимум подачі газу магістральним газопроводом.

Якщо місткість сховища обмежена, то використовують споживачів-регулювальників, які взимку працюють на іншому паливі. Максимальна пропускна спроможність магістрального газопроводу повинна дорівнювати максимальному місячному споживанню після зменшення максимумів підземними сховищами.

Середня лінія графіка, вирівняного підземними сховищами і споживачами-регулювальниками лежить нижче максимальної пропускної спроможності магістрального газопроводу на 15%, отже, коефіцієнт його завантаження становить 0,85 [3, стор. 60].

Для зменшення добової нерівномірності опалювального навантаження вводять обмеження: припиняють або скорочують подавання газу промисловим підприємствам (в цей період вони працюють на іншому паливі). Для вирівнювання годинної нерівномірності споживання в останніх ділянках магістральних газопроводів накопичують газ або використовують споживачів-регулювальників.



### 6.3. Визначення розрахункових витрат газу для міста

Пропускнун спроможність газових мереж і елементів системи розраховують на пікові, максимальні годинні витрати газу [1, п. 3.7; 3, стор. 61-71; 6, стор. 117]. Ці витрати газу для міських газопроводів будь-якого тиску і призначення визначають за річною витратою і коефіцієнтом нерівномірності споживання, м<sup>3</sup>/год:

$$V_{год}^{макс} = K_{год.рік}^{макс} \cdot \frac{V_{рік}}{8760} = \frac{V_{рік}}{m}, \quad (6.5)$$

де  $V_{год}^{макс}$  - максимальна годинна розрахункова витрата газу, м<sup>3</sup>/год;  $V_{рік}$  - річне споживання газу, м<sup>3</sup>/рік;  $K_{год.рік}^{макс}$  - максимальний коефіцієнт годинної нерівномірності споживання за рік;  $m$  - число годин використання максимуму.

З формули впливає і визначення числа годин використання максимуму: якби споживання газу протягом року було рівномірним і рівним максимальній годинній витраті, то вся річна витрата була б спожита за  $m$  годин, які дорівнюють числу годин використання максимуму. Величину, обернену  $m$ , називають коефіцієнтом годинного максимуму:

$$K_m = \frac{1}{m} \quad (6.6)$$

Число годин використання максимуму газу на господарсько-побутові потреби (без опалення) рекомендовано приймати за ДБН В.2.5-20-2001 [1, табл. 4, 5].

Число годин використання максимуму промисловими підприємствами залежить від виду виробництва, технологічного процесу, співвідношення опалювального і технологічного навантажень (якщо тепло на виробництво і опалювання подають від заводської котельні) і кількості робочих змін.

Коефіцієнт годинного максимуму для опалювальних котелень визначають за формулою:

$$K_{o.s} = \frac{t_g - t_{p.o}}{24 \cdot n_o \cdot (t_g - t_{c.o})}, \quad (6.7)$$

де  $t_g$  - температура внутрішнього повітря будівель, °С;  $t_{p.o}$  - розрахункова температура зовнішнього повітря для проектування



опалення, °С;  $t_{c.o}$  - середня температура зовнішнього повітря за опалювальний період, °С;  $n_o$  - тривалість опалювального періоду, днів.

Розрахункові максимальні годинні витрати газу населенням на господарсько-побутові потреби та комунально-побутовими підприємствами не виробничого характеру визначають за формулою, м<sup>3</sup>/год:

$$V_{год}^{макс} = V \cdot K_{max}^h, \quad (6.8)$$

де  $V$  - річна витрата газу, м<sup>3</sup>/рік;  $K_{max}^h$  - коефіцієнт годинного максимуму витрати газу [1, табл. 4], (додатки 8 та 9).

Розрахункові максимальні годинні витрати газу на опалювання і вентилявання житлових та громадських будівель, м<sup>3</sup>/год:

$$V_{o.в}^{макс.год} = \frac{(1 + k_1 + k_1 \cdot k_2) \cdot 3,6 \cdot q_o \cdot F_{ж}}{Q_n \cdot \eta_o}, \quad (6.9)$$

де  $k_1$  - коефіцієнт, який враховує витрати тепла на опалювання громадських будівель;  $k_2$  - коефіцієнт, що враховує витрату тепла на вентилявання громадських будівель;  $q_o$  - питомий тепловий потік на опалювання 1 м<sup>2</sup> загальної площі житлових будинків, Вт/м<sup>2</sup>, (додаток 4), який залежить від температурної зони (додаток 5);  $F_{ж}$  - житлова площа будинків, м<sup>2</sup>;  $\eta_o$  - коефіцієнт корисної дії опалювальних систем, який приймають для централізованих систем 0,8...0,85;  $Q_n$  - теплота згоряння газу, кДж/м<sup>3</sup>.

Розрахункові максимальні годинні витрати газу на централізоване гаряче водопостачання від котелень та ТЕЦ, м<sup>3</sup>/год:

$$V_{г.в}^{макс.год} = \frac{V_{г.в} \cdot K}{8760}, \quad (6.10)$$

де  $V_{г.в}$  - річна витрата газу на гаряче водопостачання, м<sup>3</sup>/рік;  $K$  - коефіцієнт годинної нерівномірності, який приймають рівним 2,4 [15, дод. К] або, якщо відомі дані про водоспоживання, визначають за виразом:

$$K = \frac{q_{г.в}^{макс.год}}{q_{г.в}^{сер.год}}, \quad (6.11)$$

де  $q_{г.в}^{макс.год}$  та  $q_{г.в}^{сер.год}$  - відповідно, максимальна і середня годинна витрата гарячої води на одну людину.

Розрахункові максимальні годинні витрати газу промисловими



підприємствами на технологічні потреби, опалювання і вентиляції визначають за формулою, м<sup>3</sup>/год:

$$V_n^{\text{макс.год}} = V_n \cdot K_n, \quad (6.12)$$

де  $V_n$  - річна витрата газу підприємством на технологічні потреби ( $V_{n.m}$ ) або опалювання та вентиляції ( $V_{n.o.в}$ ), м<sup>3</sup>/рік;  $K_n$  - коефіцієнт годинного максимуму витрати газу промисловим підприємством на технологічні потреби ( $K_{n.m}$ ) або опалювання та вентиляції ( $K_{n.o.в}$ ).

## 6.4. Приклади розрахунку

**Приклад 6.1.** Визначити максимальну годинну витрату газу населенням мікрорайону.

Вихідні дані: річна витрата газу становить 1743529 м<sup>3</sup>/рік; кількість жителів – 7410 люд.

Рішення:

Коефіцієнт годинного максимуму витрати газу ( $K_{max}^h$ ) при кількості жителів 7410 люд. становить 1/2148 [1, табл. 4], або (додаток 8). Максимальну годинну витрату газу визначають за формулою (6.8):

$$V_{год}^{\text{макс}} = 1743529 \cdot \frac{1}{2148} = 811,7 \text{ (м}^3\text{/год)}$$

**Приклад 6.2.** Визначити максимальну годину витрату газу пральнею.

Вихідні дані: річна витрата газу пральнею становить 4332404 м<sup>3</sup>/рік.

Рішення:

Максимальну годинну витрату газу пральнею визначають за формулою (6.8), приймаючи коефіцієнт годинного максимуму витрати газу для пральні  $K_{max}^h = 1/2900$  [1, табл. 5], або (додаток 9):

$$V_{год.n}^{\text{макс}} = 4332404 \cdot \frac{1}{2900} = 1494 \text{ (м}^3\text{/год)}$$

**Приклад 6.3.** Визначити максимальну годину витрату газу лікарнею.

Вихідні дані: кількість населення, яке обслуговує лікарня

становить 156704 жителів; річна витрата газу лікарнею становить 655810 м<sup>3</sup>/рік.

Рішення:

Коефіцієнт годинного максимуму витрати газу для лікарні з врахуванням кількості жителів  $K_{max}^h = 1/2820$  [1, табл. 4] або (додаток 8). Максимальну годинну витрату газу лікарнею визначають за виразом (6.8):

$$V_{год.л}^{макс} = 655810 \cdot \frac{1}{2820} = 243 \text{ (м}^3\text{/год)}$$

**Приклад 6.4.** Визначити максимальну годинну витрату газу на опалювання і вентилявання житлових та громадських будівель мікрорайону міста Івано-Франківська.

Вихідні дані: мікрорайон забудований п'ятиповерховими будинками; житлова площа будинків  $F_{жс} = 2734494 \text{ м}^2$ ; теплота згорання газу  $Q_n = 34 \text{ МДж/м}^3$ .

Рішення:

Для розрахунку прийнято: коефіцієнт, що враховує витрату тепла на опалювання громадських будівель  $k_1 = 0,25$ ; коефіцієнт, що враховує витрату тепла на вентилявання громадських будівель  $k_2 = 0,6$ ; коефіцієнт корисної дії опалювальних систем  $\eta_o = 0,85$ ; максимальний тепловий потік на опалювання 1 м<sup>2</sup> загальної площі п'ятиповерхових житлових будинків другої температурної зони  $q_o = 53 \text{ Вт/м}^2$  (додаток 4). Тоді максимальна годинна витрата газу на опалювання і вентилявання житлових та громадських будівель за формулою (6.9) становитиме:

$$V_{o.в}^{макс.год} = \frac{(1 + 0,25 + 0,25 \cdot 0,6) \cdot 3,6 \cdot 53 \cdot 2734494}{34000 \cdot 0,85} = 25275 \text{ (м}^3\text{/год)}$$

**Приклад 6.5.** Визначити максимальну годинну витрату газу мікрорайоном міста на централізоване гаряче водопостачання.

Вихідні дані: максимальна годинна витрата води на одну людину становить 7,4 л/год; добова витрата гарячої води в розрахунку на одну людину - 105 л/добу; річна витрата газу на гаряче водопостачання – 41456979 м<sup>3</sup>/рік.



**Рішення:**

1. Визначають середню годинну витрату гарячої води:

$$q_{г.в}^{сер.год} = \frac{Q_{доб}}{24} = \frac{105}{24} = 4,4 \quad (\text{л/год})$$

2. Коефіцієнт годинної нерівномірності за формулою (6.12):

$$K = \frac{7,4}{4,4} = 1,68$$

3. Тоді максимальна годинна витрата газу мікрорайоном міста на централізоване гаряче водопостачання за (6.10):

$$V_{г.в}^{макс.год} = \frac{41456979 \cdot 1,68}{8760} = 7951 \quad (\text{м}^3/\text{год})$$

**Приклад 6.6.** Визначити максимальну годинну витрату газу деревообробним підприємством

**Вихідні дані:** річна витрата газу деревообробним підприємством становить 180000 м<sup>3</sup>/рік.

**Рішення:**

Максимальну годинну витрату газу промисловим підприємством визначають за формулою (6.12), приймаючи коефіцієнт годинного максимуму витрати газу для деревообробної галузі  $K_{max}^h = 1/5400$  [1, дод. Г], або (додаток 7):

$$V_n^{макс.год} = 180000 \cdot \frac{1}{5400} = 33,3 \quad (\text{м}^3/\text{год})$$

## 6.5. Контрольні питання

1. Як змінюється споживання газу протягом року, доби?
2. Що називають коефіцієнтом нерівномірності?
3. Що називають коефіцієнтом годинного максимуму?
4. Як визначають потрібну місткість сховища для регулювання добової нерівномірності споживання газу?
5. Яку витрату приймають за розрахункову для проектування міських газопроводів. Як її визначають?
6. Обґрунтуйте доцільність використання коефіцієнта одночасної дії.
7. Як визначають максимальні годинні витрати газу за допомогою коефіцієнта одночасної дії?





## 7. Регулювання тиску в міських мережах

### 7.1. Класифікація регуляторів і принцип регулювання тиску газу

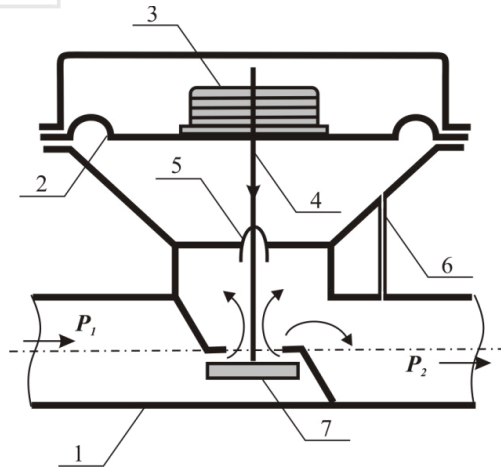
Регулятори тиску призначені для автоматичного керування гідравлічним режимом подавання газу споживачам: зменшення тиску газу до заданої величини і підтримування його сталим незалежно від витрати газу з мережі [3, стор. 135-139; 6, стор. 161-170].

Регулятори тиску класифікують за такими ознаками: за способом передачі зусилля на регулювальний орган; за місцем відбору імпульсу регульованого параметра; за принципом регулювання тиску

За способом передачі зусилля на регулювальний орган для його настроювання регулятори бувають прямої, непрямої дії і проміжні.

За місцем відбору імпульсу регульованого параметра регулятори поділяють на два види: регулятори тиску «до себе» і «після себе». В системах газопостачання переважно використовують регулятори тиску «після себе».

За принципом регулювання тиску газу регулятори поділяють на астатичні, статичні та ізодромні.



**Рис. 7.1. Схема регулятора прямої дії**

1 – корпус; 2 – мембрана; 3 – вантаж; 4 – шток; 5 – сальник; 6 – імпульсна трубка; 7 – клапан



В регуляторах прямої дії (рис. 7.1) зусилля на регулювальний орган передається безпосередньо від регульованого параметра, в регуляторах непрямої дії - від стороннього джерела енергії, а в проміжних регуляторах - від регульованого параметра не безпосередньо, а трансформовано.

Процес регулювання тиску газу відбувається за рахунок врівноважування об'єкта регулювання і регулювального органа. Регулятор тиску буде врівноваженим за умови, що надходження газу крізь регулятор у газову мережу,  $M_n$ , буде рівним споживанню його з мережі,  $M_c$ . В цьому випадку регульований параметр: тиск газу - після регулятора буде сталою величиною ( $P_2 = const$ ), а сили, які діють на регулювальний орган, будуть збалансовані.

Сили, які діють на регулювальний орган регулятора тиску, поділяють на три групи: активну,  $N_a$ ; протидіючу,  $N_n$ , і додаткову  $N_d$ . Тоді для врівноваженого регулятора:



$$\sum_i^n N_i = 0$$

У регуляторів тиску з мембранно-виконавчим механізмом (МВМ) активна сила привода - це сила дії тиску газу  $P_2$  на мембрану. Під дією активної сили переміщається регулювальний орган. Активну силу врівноважує протидіюча сила, створювана вантажем або пружиною.

На регулювальний орган клапана діють також додаткові сили: вага рухомих частин; сила тертя у сальнику; однобічне навантаження на регулювальний орган, яке виникає внаслідок різниці тисків газу до регульовального органа,  $P_1$ , і після нього,  $P_2$ , ( $P_1 - P_2$ ). Таким чином, баланс сил, які діють на регулювальний орган, можна записати так:

$$N_a - N_n \pm N_d = 0 \quad (7.1)$$

Активна сила залежить від регульованого тиску газу,  $P_2$ . Тому, якщо тиск газу, порівняно з заданою величиною, збільшиться або зменшиться, то рівновага регулятора порушиться - сили, що діють на регулювальний орган будуть розбалансовані - і він почне діяти.

В автоматичних регуляторах тиску зміна регульованого параметра настає за відсутності балансу між надходженням і споживанням газу з мережі.



В астатичних регуляторах процес регулювання становить періодичне незатухаюче коливання. Вони мають такі недоліки: малу чутливість, нестабільність регулювання. Конструктивні недоліки астатичних регуляторів (значне тертя, великі зазори з'єднань) призводять до нестабільності коливного процесу регулювання. Такі регулятори застосовують тільки у випадках, коли регульований об'єкт схильний до самовирівнювання, а процес регулювання буде затухаючим. Таким об'єктом є мережа низького тиску.

Для стабільного регулювання, тобто переведення коливань в затухаючі, в регулятор вводять стабілізаційні пристрої – пружини, які забезпечують жорсткий зворотній зв'язок. Таке регулювання називають статичним, а регулятори - статичними (пропорційними). В цих регуляторах кожному положенню регульованого органа відповідає певне значення тиску. В статичних регуляторах за максимального тиску газу  $P_2$  клапан міститься у верхньому закритому положенні, а пружина найбільш стиснена. Повне відкриття клапана відповідає мінімальному значенню тиску газу  $P_2$ . Регулятори здебільшого налаштовують на невелику нерівномірність. Чим більша нерівномірність, тим більшу усталеність регулювання забезпечують статичні регулятори, але якість регулювання зменшується (затухаючий коливний процес регулювання).

Іздромні регулятори здатні регулювати тиск газу об'єктів з навантаженням, яке різко змінюється. Такі регулятори підтримують регульований параметр на заданому рівні без будь-якого відхилення.

## 7.2. Конструктивні елементи регуляторів тиску

Регулятори тиску складаються з таких основних елементів: сприйнятливого або вимірювального; підсилювального; регульовального з приводним пристроєм; пристроєм, який задає тиск [3, стор.139-178; 9, стор. 218-259].

В автоматичних регуляторах тиску газу найбільш поширеними сприйнятливими елементами є еластична мембрана, гелікоїдальна пружина (порожниста) та сильфон. В регуляторах тиску прямої дії та проміжних чутливим елементом найчастіше служить мембрана,



рідше - сильфон, а в регуляторах непрямої дії - гелікоїдальна пружина.

Еластична мембрана одночасно виконує дві функції: сприйнятливого елемента і виконавчого механізму. Її використовують, якщо тиск газу не більше ніж 0,4 МПа.

Підсилювачі застосовують у регуляторах тиску непрямої дії. Вони призначені для перетворення і підсилення незначного переміщення вимірювального елемента в необхідну для привода виконавчого механізму енергію (пневматичну, гідравлічну, електричну тощо). В газопостачанні найбільш поширені соплові та золотникові підсилювачі.

Виконавчий механізм регуляторів тиску, який переміщає регулювальний орган, може бути з мембранно-пневматичним, електричним або гідравлічним приводом. Найбільш простими і поширеними є мембранно-пневматичні приводи. В них мембрана за допомогою штока або системи важелів з'єднана з регулювальним органом. Газ надходить у камеру мембрани знизу або зверху і тисне на мембрану, внаслідок чого виникає сила, здатна перемістити з'єднаний з мембраною регулювальний орган. Якщо газ перестає тиснути на мембрану, то вона під дією пружини чи вантажу приймає вихідне положення.

У регуляторах прямої дії мембранно-пневматичний привод одночасно виконує функцію сприйнятливого елемента.

В окремих типах регуляторів тиску мембрану виконавчого механізму врівноважує протитиск повітря чи газу, внаслідок чого відпадає потреба в пружині чи вантажі для урівноважування. Такі мембранно-виконавчі механізми забезпечують двосторонню дію. Недоліком таких пристроїв є необхідність створювання тиску робочого агента відповідно до величини регульованого тиску газу.

Витрату газу, який надходить в газорозподільчі системи, змінюють дросельні пристрої: клапани, заслінки, шибери. Найбільш поширені регулятори тиску з клапанами, які бувають односідельними і двосідельними різної форми виготовлення. В системах газопостачання застосовують жорсткі металеві клапани і з м'яким ущільненням, виготовленим з спеціальних сортів гуми, шкіри або інших еластичних матеріалів. Односідельні клапани, особливо з м'яким ущільненням, більш герметичні, аніж двосідельні.

Плунжер регулювальних клапанів може бути встановленим в



прямому або зворотному положенні. Переміщення плунжера стосовно сідла призводить до зміни площі прохідного отвору та витрати газу крізь нього, що і є основною характеристикою регулювального органа. Розрізняють такі три види характеристик регулювального органа: конструктивну, ідеальну, робочу.

### 7.3. Типи і конструкції регуляторів тиску

Регулятори тиску поділяють: за потужністю - малої, середньої і великої пропускної спроможності; за тиском - низького, середнього і високого тиску [3, стор.142-149; 9, стор. 218-259].

Для зниження тиску парів скрапленого газу у квартирних балонних установках застосовують регулятори малої пропускної спроможності типів РДК, РДГ і «Балтика». Вони знижують тиск газу з 1,6 МПа до 1000-5000 Па і мають продуктивність від 0,5 до 2,0 м<sup>3</sup>/год. Це регулятори прямої дії.

До регуляторів прямої дії (рис. 7.1) відносять також регулятори типу РД, які мають три конструктивні різновиди розміром 20, 25, 32 і 50 мм. Регулятори тиску РД-20, РД-25, РД-32 зменшують тиск газу від 1,6 МПа до 500-6000 Па. Залежно від діаметра клапана пропускна спроможність цих регуляторів становить від 5 до 24,5 м<sup>3</sup>/год для газу густиною 1 кг/м<sup>3</sup>, з тиском на виході 1000 Па і перепадом тиску в 10 кПа. Регулятор тиску РД-50 зменшує тиск газу з 0,6 МПа до 1000-8000 Па і має продуктивність від 35 до 100 м<sup>3</sup>/год за тих самих умов редукування, що й у попередньому випадку.

Регулятори тиску усіх модифікацій складаються з мембранної камери і корпусу клапана вентильного типу. В регуляторах тиску, призначених для регулювання під тиском 0,3 МПа, корпус клапана виготовляють з чавуну, а для регулювання газу з більшим тиском - зі сталі.

Модернізовані регулятори випускають двох розмірів - 32 і 50 мм під шифром РД-32М і РД-50М.

Використовують такі регулятори низького і середнього тиску великої продуктивності: РНД, АРДГ, РДС і РДУК. Найбільш поширеними є РДУК-2, які складаються з таких основних елементів: регулювального клапана тарілчастого типу з мембранним виконавчим механізмом, регулятора керування (пілота), дроселів і з'єднувальних трубок. Це регулятори тиску проміжного типу. Заводи випускають їх з умовним проходом 50 мм

(РДУК-2-50); 100 мм (РДУК-2-100) і 200 мм (РДУК-2-200) з регуляторами керування (пілотами) двох типів: КВ-2 (високого тиску) і КН-2 (низького тиску). Перший дозволяє підтримувати тиск в газопроводі після клапана від 0,6 до 0,06 МПа, а другий - від 0,06 МПа до 500 Па. Тиск в газопроводі перед клапаном може становити до 1,2 МПа. Пропускна спроможність регуляторів тиску РДУК-2 газу густиною  $1 \text{ кг/м}^3$  з тиском на виході 1000 Па і перепадом тиску в 10 кПа становить  $300 \dots 3200 \text{ м}^3/\text{год}$ .

Для подавання газу споживачам від магістрального газопроводу застосовують регулятор високого тиску прямої дії типу РД з спеціальним редуктором для задавання тиску, який у над мембранному просторі регулятора створює газову подушку. У під мембранний простір надходить імпульс від газопроводу після клапана. Мембрана одночасно виконує функції сприйнятливого елемента і виконавчого механізму. Клапан односідельний, тарілчастий, розвантажувальний з напрямним циліндром. Заводи випускають сім типорозмірів таких регуляторів тиску РД-25; РД-40; РД-50; РД-80; РД-100; РД-150; РД-200. Тиск на вході може становити до 5,5 МПа, а на виході - від 0,15 до 2,5 МПа.

Для забезпечення точного і усталеного регулювання високого тиску газу використовують регулятори непрямої дії, які складаються з двох окремих пристроїв: безпосередньо регулятора тиску і регулювального клапана.

#### 7.4. Розрахунок пропускної спроможності регуляторів тиску

В головному газорегуляторному пункті (ГРП) встановлюють таке устаткування: фільтр, запобіжний запірний клапан (ЗЗК), регулятор тиску, запобіжний скидний клапан (ЗСК), запірну арматуру, контрольно-вимірювальні прилади (манометри та термометри) та прилади обліку витрати газу [3, стор.150-154].

Устаткування ГРП і ГРУ розраховують і підбирають зважаючи на: розрахункову максимальну витрату газу споживачами,  $Q_p^{max}$ , тиск газу на вході,  $P_1$ , межі його коливання від  $P_1^{max}$  до  $P_1^{min}$ , тиск газу на виході з ГРП,  $P_2$ , фізико-хімічні властивості газу. Метою розрахунку є визначення розмірів і типу регулятора тиску на підставі зазначених вихідних даних.

Розмір регулювального клапана регулятора тиску визначають для



максимальної витрати газу і мінімально можливого перепаду тиску.

Пропускна спроможність регулювального органа клапана повинна бути більшою ніж максимальна розрахункова витрата на 15...20% [1, п. 5.38], тобто розрахункова витрата дорівнюватиме, м<sup>3</sup>/год:

$$Q_p = (1,15 \dots 1,20) \cdot Q_p^{\max} \quad (7.2)$$

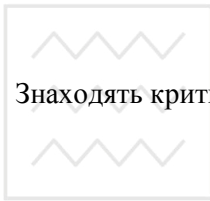
Розрахунковий перепад тиску  $\Delta P_p$ , МПа:

$$\Delta P_p = P_1^{\min} - P_2 - \Delta P_{\text{втр}}, \quad (7.3)$$

де  $P_1^{\min}$  - мінімально можливий тиск перед регулювальним клапаном, МПа;  $P_2$  - тиск газу після регулювального клапана, МПа;  $\Delta P_{\text{втр}}$  - сумарні втрати тиску в газорегуляторному пункті, окрім втрат тиску в регуляторі, МПа.

Розрахунок виконують у такій послідовності.

Визначають співвідношення тисків на вході і виході з ГГРП:



$$\frac{P_2}{P_1^{\min}}$$

Знаходять критичний перепад тиску:

$$\left( \frac{P_2}{P_1} \right)_{\text{кр}} = \left( \frac{2}{K+1} \right)^{\frac{K}{K+1}}, \quad (7.4)$$

де  $K$ - показник адиабати, який для природного газу дорівнює 1,3.

Якщо отримане значення відношення тисків більше від критичного, то розрахунок виконують за формулою, м<sup>3</sup>/год:

$$Q = 5260 \cdot K_v \cdot \varepsilon \cdot \sqrt{\frac{P_1 \cdot \Delta P}{\rho_o \cdot T_1 \cdot z_1}}, \quad (7.5)$$

де  $\varepsilon$  - коефіцієнт розширення газу [3, рис. 7.15];  $z_1$  - коефіцієнт стисливості газу;  $T_1$  - температура газу перед регулятором, К;  $\rho_o$  - густина газу, кг/м<sup>3</sup>.

Якщо  $\frac{P_2}{P_1^{\min}} < \left( \frac{P_2}{P_1} \right)_{\text{кр}}$ , то розрахунок виконують за формулою,

м<sup>3</sup>/год:



$$Q = 5260 \cdot K_v \cdot \varepsilon \cdot P_1 \cdot \sqrt{\frac{(\Delta P / P)^{kp}}{\rho_o \cdot T_1}}, \quad (7.6)$$

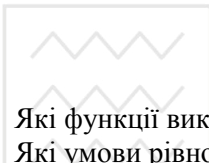
де

$$(\Delta P / P)^{kp} = 1 - \left( \frac{P_2}{P_1} \right)_{кр} \quad (7.7)$$

З цих виразів визначають пропускну спроможність регулятора  $K_v$ . Пропускна спроможність – це кількість води,  $\text{м}^3$ , густиною  $1000 \text{ кг/м}^3$ , яка проходить за одну годину через клапан регулятора з перепадом тиску  $0,0981 \text{ МПа}$ .

За отриманим значенням з довідкової літератури підбирають відповідний регулятор тиску і для нього визначають витрату газу,  $Q$ , яка має бути в межах:

$$0,1 \cdot Q \leq Q_p \leq 0,9 \cdot Q \quad (7.8)$$



## 7.5. Контрольні питання

1. Які функції виконують регулятори тиску?
2. Які умови рівноваги регулятора тиску і об'єкта регулювання?
3. Як розрізняють регулятори тиску за принципом дії?
4. Дайте характеристику регулювальних клапанів.
5. Поясніть принцип роботи регуляторів тиску РД, РДК, РДУК.





## 8. Газорозподільчі пункти і установки

### 8.1. Призначення та класифікація газорозподільчих станцій, газорегуляторних пунктів та установок

Газорозподільчі станції (ГРС) призначені для зменшення та автоматичного підтримування сталого тиску на заданому рівні під час подавання газу в мережу, очищення, одоризації і обліку витрат у розподільчій мережі.

Газорегуляторні пункти призначені для зменшення тиску газу і підтримування його сталим під час подавання з мережі високого тиску в мережу середнього тиску, або з мережі середнього тиску в мережу низького тиску, а також у газову мережу промислових і комунальних підприємств. Газорегуляторні пункти поділяють на: стаціонарні, які розміщують у приміщеннях будівель (ГРП); блокові, які виготовлюють в заводських умовах у вигляді контейнера і доставляють на місце будівництва в готовому вигляді (ГРПБ); шафові, які також виготовлюють в заводських умовах у вигляді металевих шаф (ШРП); комбіновані будинкові регулятори тиску (КБРТ) [3, стор.135-178; 9, стор. 209-210].

ГРП та ГРПБ поділяють за вхідним тиском: до 0,6 МПа; від 0,6 до 1,2 МПа. ШРП за вхідним тиском поділяють так: до 0,3 МПа; від 0,3 до 0,6 МПа; від 0,6 до 1,2 МПа [1, п. 5.1].

За розташуванням та зоною охоплення ГРП поділяють на: міські, які живлять міську мережу середнього тиску; районні, які живлять районні мережі середнього або низького тиску; квартальні, які живлять газорозподільчі мережі низького тиску окремих кварталів та мікрорайонів; об'єктові, які живлять газом окремі об'єкти (підприємства).

Газорегуляторні установки (ГРУ) служать для зменшення і підтримування тиску безпосередньо перед газовикористовувальними агрегатами.

Використання газорозподільчих пунктів та установок в системі газопостачання населеного пункту наведено на рисунку 8.1.

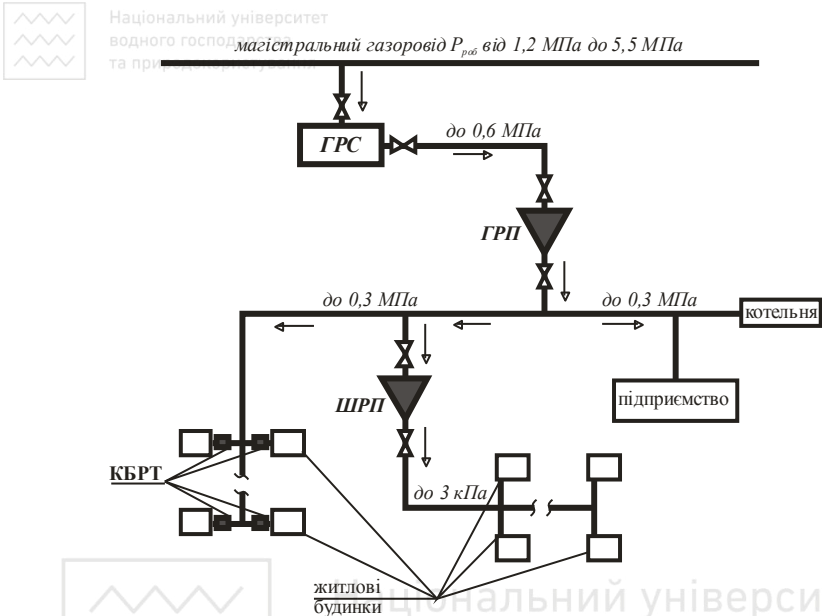


Рис. 8.1. Умовна схема розподілу газу в населеному пункті

## 8.2. Газорозподільчі станції

Газорозподільчі станції мають продуктивність від 10 до 100 тис. м<sup>3</sup>/добу [3, стор.167-175; ]. Їх споруджують за межами міста на відстані більше ніж 300 м. Територію майданчика огорожують металевою сіткою.

Приміщення повинно мати вентиляцію, яка забезпечувала б трикратний повітрообмін, опалення від індивідуальної установки, вибухобезпечне електричне устаткування, захист від грози. ГРС входить до складу споруд магістрального газопроводу.

Контрольні регулятори тиску настроюють на тиск на 10% більший ніж для робочих регуляторів, вони спрацьовують у разі перевищення тиску.

Якщо у вихідному газопроводі тиск зменшується більш ніж на 10%, то починають працювати регулятори на запасній гілці, що збільшує подавання газу.

Якщо на ГРС поступає вологий газ, то передбачають установку для його підігрівання, яку встановлюють перед регуляторами тиску.



### 8.3. Газорегуляторні пункти та установки

На більшості ГРП редукування газу одноступеневе і одноступеневе. Основними устаткуваннями ГРП є: регулятор тиску, фільтр, запобіжний запірний клапан, запобіжний скидний клапан, запірні арматури і контрольно-вимірювальні пристрої і прилади [1, п. 5.33; 3, стор.156-167; 9, стор. 210-217].

Фільтри призначені для очищення газу від механічних домішок. Їх встановлюють після вхідного перекривального пристрою. За конструкцією фільтри бувають сітчасті, волосяні і вісцинові.

Запобіжний запірний клапан (ЗЗК) призначений для перебивання газу за умови значного збільшення або зменшення тиску газу після регулятора. Його встановлюють перед регулятором тиску. Конструкція ЗЗК повинна виключати самовільне відкривання запірної арматури без втручання обслуги. Діаметр клапанів 50, 80, 100 і 200 мм. Марки ПК, ПКТ, ПКВ.

Запобіжний скидний клапан (ЗСК) призначений для скидання газу в атмосферу за умови збільшення тиску газу після регулятора. За конструкцією їх поділяють на гідравлічні (до 10 кПа), мембранно-пружинні (10...100 кПа), пружинні і вантажні (більше ніж 10 кПа).

Витратоміри встановлюють як перед, так і після регулятора тиску. За конструкцією вони бувають ротаційними, турбінними, діафрагмовими.

Відповідно до вимог ДБН в ГРП, ГРПБ, ШРП та ГРУ слід передбачити встановлення фільтра, ЗЗК, регуляторів тиску газу, ЗСК, запірної арматури, контрольно-вимірювальних приладів (КВП), за необхідності приладів обліку витрати газу, а також улаштувати обвідні газопроводи (байпаси) [1, п. 5.33].

Якщо застосовують комбіновані регулятори тиску, в конструкції яких вже передбачені ЗСК та ЗЗК, то додатково встановлювати ЗСК та ЗЗК не потрібно [1, п. 5.33].

Можна не встановлювати фільтри в ГРУ, якщо газ на підприємство подають через ГРП, ГРПБ, ШРП, а довжина газопроводів від них до ГРУ не більша ніж 1000 м [1, п. 5.33].

Для ГРП і ГРПБ із вхідним тиском газу понад 0,6 МПа та пропускною спроможністю більше ніж 5000 м<sup>3</sup>/год замість байпасу передбачають додаткову резервну лінію редукування [1, п. 5.33].



Обвідний газопровід обладнують двома засувками, а після них за рухом газу встановлюють манометр [1, п. 5.34].

ШРП систем газопостачання населених пунктів повинні мати дві лінії редукування газу: одну робочу, другу резервну [1, п. 5.35].

Розташування регуляторних пунктів та установок унормовує ДБН.

Окремо розташовані будинки ГРП і ГРПБ повинні бути одноповерховими, I, II та III ступеня вогнестійкості із суміщеною покрівлею. Конструкція швів сполучення стін, покриття та фундаментів усіх приміщень повинна забезпечувати газонепроникність. Стіни і перегородки, що розділяють приміщення в ГРП та в ГРПБ, а також покриття вбудованих ГРП передбачають протипожежними та газонепроникними. Покриття підлог в приміщеннях ГРП, де розташоване технологічне устаткування, повинно бути без іскровим [1, п. 5.10]. В ГРП і ГРПБ передбачають природне та штучне освітлення [1, п. 5.11]. З допоміжних приміщень влаштовують окремий вихід назовні, не зв'язаний із технологічним приміщенням. В ГРП і ГРПБ встановлюють двері із негорючих матеріалів I ступеню вогнестійкості, які відкриваються назовні [1, п. 5.10].

В окремо розташованих, прибудованих і вбудованих ГРП та ГРПБ приміщення вузлів редукування з регуляторами тиску повинні належати до категорії А вибухопожежної небезпеки і оснащені первинними засобами пожежогасіння [1, п. 5.10].

Усі приміщення ГРП та ГРПБ повинні мати природну вентиляцію, яка забезпечуватиме не менше ніж трикратний повітрообмін [1, п. 5.13].

Газорегуляторні установки розміщують у вільних для доступу обслуги місцях із природним або штучним освітленням. Основний прохід між огорожею та частинами ГРУ, що виступають, повинен бути не менше ніж 1 м [1, п. 5.24].

Якщо ГРУ розміщена на площадці, що знаходиться вище рівня підлоги більше ніж 1,5 м; то до неї необхідно забезпечити доступ із двох боків окремими східцями. Обладнання ГРУ повинно бути захищене від механічних пошкоджень і добре освітлене [1, п. 5.24].

ГРУ з вхідним тиском газу до 0,6 МПа можна розміщувати в газифікованих приміщеннях, які належать до категорій Г та Д пожежної небезпеки, або в суміжних приміщеннях тих же категорій, з'єднаних між собою відкритими прорізами [1, п. 5.25].



## 8.4. Розрахунок та підбір обладнання ГРП, ГРПБ, ШРП та ГРУ

Вибір обладнання ГРП, ГРПБ, ШРП та ГРУ здійснюють з врахуванням: розрахункового та фактичного тиску газу; складу газу, його властивостей; втрати тиску на тертя в газопроводі від місця підключення до вводу в ГРП, ГРПБ, ШРП та ГРУ; температурних умов експлуатації обладнання та приладів КВП.

Пропускнуну спроможність регуляторів тиску ГРП та ГРУ визначають за максимальною розрахунковою витратою та фактичним тиском газу на вході в ГРП і приймають на 15-20 % більше максимальної розрахункової витрати газу [1, п. 5.38]. Вибраний регулятор тиску перевіряють на сталість роботи за умови мінімальної розрахункової (відповідно до проекту) витрати газу [1, п. 5.38].

Пропускнуну спроможність фільтра визначають за максимальним допустимим перепадом тиску на його касеті, що зазначено в паспорті фільтра [1, п. 5.39].

Тип ЗСК визначають за параметрами газу, що проходить крізь регулятор тиску: максимальним тиском на вході, контрольованим тиском на виході з регулятора, і діаметром вхідного патрубку регулятора. ЗСК встановлюють перед регулятором тиску [1, п. 5.40].

Кількість газу, що підлягає скиданню ЗСК, визначають [1, п. 5.41]:

- якщо перед регулятором тиску встановлено ЗСК, то за формулою, м<sup>3</sup>/год:

$$Q > 0,0005 \cdot Q_d \quad (8.1)$$

де  $Q$  - кількість газу, яку скидає ЗСК протягом години (при  $t = 0^\circ\text{C}$  і  $P_{\text{бар}} = 0,10132$  МПа), м<sup>3</sup>/год;  $Q_d$  - розрахункова пропускна спроможність регулятора тиску, м<sup>3</sup>/год;

- якщо перед регулятором тиску з золотниковими клапанами ЗСК не встановлений, то за формулою, м<sup>3</sup>/год:

$$Q > 0,01 \cdot Q_d \quad (8.2)$$

Пропускнуну спроможність ЗСК визначають за даними заводів-виробників або розрахунками [1, п. 5.41].

ЗСК встановлюють за регуляторами тиску, а за наявності приладу обліку витрати газу - після нього. Перед ЗСК передбачають запірні пристрої, які повинні бути відкриті та запломбовані [1, п. 5.41].

В ГРП, ГРПБ, ШРП та ГРУ встановлюють прилади для вимірювання, які показують та реєструють вхідний та вихідний



тиск газу, а також його температуру. В ШРП можна застосовувати переносні вимірювальні та реєстраційні прилади [1, п. 5.42].

ГРП, ГРПБ, ШРП та ГРУ обладнують системою продувальних та скидних трубопроводів, які забезпечують видалення повітря з газопроводів і очищення їх внутрішньої порожнини [1, п. 5.43].

Продувальні трубопроводи розміщують [1, п. 5.43]:

- на вхідному газопроводі після першого запірною пристрою;
- на обвідному газопроводі (байпасі) між двома запірними пристроями;
- на ділянках газопроводу з устаткуванням, яке необхідно вимикати для виконання профілактичного огляду та ремонту.

Умовний діаметр продувального трубопроводу повинен бути не менше ніж 20 мм [1, п. 5.43].

Умовний діаметр скидного трубопроводу, який відводить газ від ЗСК, повинен дорівнювати умовному діаметру вихідного патрубку клапану, але бути не менше ніж 20 мм [1, п. 5.43].

Продувальні та скидні трубопроводи виводять назовні в місця, які забезпечують безпечне розсіювання газу, але не менше ніж на 1 м вище карниза даху або парапету будинку. На кінцях продувальних та скидних трубопроводів встановлюють пристрої, що виключають попадання атмосферних опадів в ці труби [1, п. 5.43].

В ШРП, установлених на опорах, газ від ЗСК відводять на висоту не менше ніж 4 м від рівня землі. Якщо ШРП розміщений на стіні будинку, то - на 1 м вище карниза або парапету [1, п. 5.44]. Трубопроводи для відведення газу від ЗСК ШРП з КБРТ виводять [1, п. 5.45]:

- на висоту вище ніж 1 м від карниза або парапету будинку, якщо ШРП установлений на стіні житлового будинку;
- на висоту не менше ніж 3 м від рівня землі, якщо ШРП установлений на опорі.

Вивід скидного газопроводу від КБРТ, установленого на опорі, можливий за стінки шафи.

Умовний діаметр скидного трубопроводу повинен дорівнювати діаметру вихідного патрубку ЗСК, але бути не менше ніж 15 мм [1, п. 5.45].

До обладнання ГРП та ГРУ повинен бути забезпечений доступ для монтування, обслуговування та ремонтування. Відстань на просвіт між паралельними рядами обладнання приймають не менше ніж 0,4 м. Ширина основного проходу в приміщенні ГРП і з боку обслуговування ГРУ повинна бути не менше ніж 0,8 м [1, п. 5.52].



Для обслуговування обладнання, розміщеного на висоті більш ніж 1,5 м, передбачають площадки зі східцями і бильцями [1, п. 5.52].

Вхідні і вихідні газопроводи ГРП здебільшого роблять надземними. Їх перетин із зовнішньою стіною будинку виконують відповідно до вимог і установлюють ізолювальні фланцеві з'єднання (ІФЗ) [1, п. 5.53].

## 8.5. Розміщення газорегуляторних пунктів

Газорегуляторні пункти (ГРП) живлять окремі виробничі та комунально-побутові підприємства та мережу середнього і низького тиску. Кількість і розміщення ГРП на мережі залежить від площі, густоти і кількості поверхів забудови, розрахункової витрати газу, перепаду тиску в мережі, вартості ГРП та інших чинників [3, стор. 214-218; 16, стор. 18-21]. Оптимальний радіус дії ГРП – середню відстань по прямій від ГРП до місця зустрічі потоків газу на межі розподілу - визначають за виразом, м:

$$R_{opt} = 6,5 \cdot \frac{B^{0,338} \cdot (0,1 \cdot \Delta P)^{0,081}}{\varphi^{0,245} \cdot (m \cdot e)^{0,143}}, \quad (8.3)$$

де  $B$  - вартість одного ГРП (додатки 10, 11, 12);  $\Delta P$  - розрахунковий перепад тиску в мережі приймають 1200 Па для районів багатоповерхової забудови і 1500 Па для малоповерхової (садибної) [1, п. Е.5];  $\varphi$  - коефіцієнт густоти мережі низького тиску, який визначають відношенням загальної довжини газової мережі до площі території, що газифікується;  $m$  - густина населення, люд/га;  $e$  - питома годинна витрата газу на одну людину, м<sup>3</sup>/(люд·год.).

Коефіцієнт густоти мережі низького тиску наближено визначають за формулою:

$$\varphi = 0,0075 + 0,003 \cdot \frac{m}{100} \quad (8.4)$$

Питома годинну витрату газу на одну людину розраховують за формулою, м<sup>3</sup>/(люд·год):

$$e = \frac{V}{N}, \quad (8.5)$$



де:  $V$  - загальна витрата газу населенням з мережі низького тиску,  $\text{м}^3/\text{год}$ ;  $N$  - кількість населення в районі, що газифікується, люд.

Оптимальне навантаження на ГРП визначають за формулою,  $\text{м}^3/\text{год}$ :

$$V_{onm} = \frac{m \cdot e \cdot R_{onm}^2}{5000} \quad (8.6)$$

Оптимальний радіус дії ГРП становить 500...1000 м, а навантаження - 1500...2500  $\text{м}^3/\text{год}$ .

Далі обчислюють необхідну кількість газорегуляторних пунктів для кожного району міста і фактичне навантаження на кожен газорегуляторний пункт.

Розміщуючи ГРП на плані міста, намагаються рівномірно розподілити загальне навантаження на всі ГРП. Доцільно розташовувати ГРП близько до центру його дії, а в забудові з різною кількістю поверхів - ближче до багатоповерхової зони.



## 8.6. Приклади розрахунку

**Приклад 8.1.** Визначити кількість газорегуляторних пунктів (ГРП) потрібних для живлення мережі низького тиску мікрорайону міста садибної забудови.

Вихідні дані: густота населення – 180 люд/га; кількість людей, які проживають у мікрорайоні – 7410 люд; максимальна годинна витрата газу – 812  $\text{м}^3/\text{год}$ .

Рішення:

1. Коефіцієнт густоти мережі низького тиску за формулою (8.4):

$$\varphi = 0,0075 + 0,003 \cdot \frac{180}{100} = 0,0129$$

2. Питома витрата газу на одну людину за виразом (8.5):

$$e = \frac{812}{7410} = 0,11 \quad (\text{м}^3/(\text{люд} \cdot \text{год}))$$

3. Прийнято вартість одного ГРП  $B = 25000$  грн.; розрахунковий перепад тиску в мережі  $\Delta P = 1500$  Па. Тоді за (8.3) оптимальний радіус дії ГРП:





$$R_{opt} = 6,5 \cdot \frac{25000^{0,388} \cdot (0,1 \cdot 1500)^{0,081}}{0,0129^{0,245} \cdot (0,11 \cdot 180)^{0,143}} = 940 \text{ (м)}$$

4. Оптимальне навантаження на ГРП за формулою (8.6):

$$V_{opt} = \frac{180 \cdot 0,11 \cdot 940^2}{5000} = 3499 \text{ (м}^3\text{/год)}$$

5. Необхідна кількість ГРП для живлення мікрорайону буде становити:

$$N = \frac{812}{3499} = 0,23$$

Для даного мікрорайону приймаємо 1 ГРП.

## 8.7. Контрольні питання

1. Наведіть класифікацію та поясніть призначення регуляторних установок.
2. Наведіть і поясніть технологічну схему ГРС.
3. Наведіть і поясніть технологічну схему ГРП.
4. Які вимоги ДБН щодо розміщення ГРП.
5. Які вимоги ДБН щодо розміщення ШРП.
6. Які вимоги ДБН щодо розміщення КБРТ.
7. Яке призначення має ЗЗК.
8. Яке призначення має ЗСК.



## 9. Розрахунок газорозподільчих мереж високого та середнього тиску

### 9.1. Визначення втрат тиску в газопроводах

В розрахунку газопроводів необхідно враховувати зміну густини газу під час його руху, яка пов'язана із зменшенням тиску по довжині внаслідок втрат на тертя. Тільки газопроводи низького тиску розраховують, вважаючи що ними рухається нестислива рідина [3, стор. 71].

Рух газу в газопроводах нестационарний, що зумовлено перемінним режимом роботи газових родовищ і компресорних станцій та нерівномірним споживанням газу. Тому тиск в газопроводі з часом змінюється, а, відповідно, і кількість газу, яка в ньому знаходиться. Проте, під час проектування газопроводів, діаметри розраховують на постійну витрату протягом певного відрізка часу (години, доби).

Для більшості задач розрахунку газопроводів рух газу можна вважати ізотермічним – температуру газу приймають рівною температурі ґрунту [3, стор. 72].

Основні параметрами, що визначають рух газу – це абсолютний тиск,  $P$ ; густина,  $\rho$ ; швидкість,  $w$ . Усі три параметри невідомі, тому система, що описує рух газу, має складатися з трьох рівнянь. Основним є рівняння Дарсі:

$$dP = -\lambda \cdot \frac{dx}{d} \cdot \rho \cdot \frac{w^2}{2}, \quad (9.1)$$

де  $\lambda$  - коефіцієнт тертя;  $d$  - внутрішній діаметр.

Для врахування зміни густини використовують рівняння стану газу:

$$P = \rho \cdot R \cdot T \quad (9.2)$$

Третім є рівняння нерозривності потоку:

$$M = \rho \cdot \omega \cdot F = \rho_o \cdot \omega_o \cdot F = \rho_o \cdot V_o, \quad (9.3)$$

де  $M$  – масова витрата газу;  $V_o$  - об'ємна витрата, зведена до стандартних умов.

Після перетворення і інтегрування цих рівнянь отримано основне рівняння для розрахунку газопроводів високого і низького тиску за ізотермічних умов:



$$P_n^2 - P_k^2 = 1,62 \cdot \lambda \cdot \frac{V_o^2}{d^5} \cdot \rho_o \cdot P_o \frac{T}{T_o} \cdot l \quad (9.4)$$

Для міста температуру газу за розрахункових умов приймають рівною  $t = 0^\circ\text{C}$ , тоді  $T/T_o = 1$ , а розрахункова формула набуває вигляду:

$$P_n^2 - P_k^2 = 1,62 \cdot \lambda \cdot \frac{V_o^2}{d^5} \cdot \rho_o \cdot P_o \cdot l \quad (9.5)$$

Цим рівнянням користуються для розрахунку газопроводів високого і середнього тисків.

Для газопроводів низького тиску, де із зміною тиску об'єм газу практично не змінюється, рівняння набуває вигляду:

$$P_n - P_k = 0,81 \cdot \lambda \cdot \frac{V_o^2}{d^5} \cdot \rho_o \cdot l \quad (9.6)$$

Воно є основним для розрахунку газопроводів низького тиску.

Порівнюючи ці два рівняння можна дійти висновку, що втрати в газопроводах високого тиску за однакових умов: витраті, густині, діаметрові, довжині, коефіцієнту тертя - в стільки ж разів менші, порівняно з газопроводами низького тиску, в скільки разів середньоарифметичний тиск в них ( $P_{\text{ср.ар.}}$ ) більший ніж в газопроводах низького тиску. Звідси зрозумілі економічні переваги газопроводів високого тиску.

Значення коефіцієнта тертя рекомендовано визначати за рівняннями:

- для ламінарного режиму ( $Re < 2000$ ):

$$\lambda = \frac{64}{Re}; \quad (9.7)$$

- для критичної області ( $2000 < Re < 4000$ ):

$$\lambda = 0,0025 \cdot \sqrt[3]{Re}; \quad (9.8)$$

- для турбулентного режиму ( $Re > 4000$ ):

$$\lambda = 0,11 \cdot \left( \frac{n}{d} + \frac{68}{Re} \right)^{0,25}, \quad (9.9)$$

де  $n$  – еквівалентна шорсткість, см.

Число Рейнольдса визначають за формулою [1, п. Е.8]:



$$Re = 0,0354 \cdot \frac{V}{d \cdot \nu}, \quad (9.10)$$

де  $V$  - витрата газу, м<sup>3</sup>/год, при температурі 0°C і тиску 0,10132 МПа;  $d$  - внутрішній діаметр газопроводу, см;  $\nu$  - коефіцієнт кінематичної в'язкості газу, м<sup>2</sup>/с при температурі 0°C і тиску 0,10132 МПа;

Якщо врахувати число Рейнольдса та коефіцієнт тертя для турбулентного режиму, то формула (9.4) набуде вигляду [1, п.Е.9]:

$$P_n^2 - P_k^2 = 1,4 \cdot 10^{-5} \cdot \left( \frac{n}{d} + 1922 \cdot \frac{\nu \cdot d}{V_o} \right)^{0,25} \cdot \frac{V_o^2}{d^5} \cdot \rho_o \cdot l, \quad (9.11)$$

де  $P_n$  і  $P_k$  – абсолютний тиск на початку і в кінці газопроводу, МПа;  $l$  – довжина ділянки, м;  $n$  – еквівалентна абсолютна шорсткість внутрішньої поверхні труб: сталевих – 0,01 см, поліетиленових – 0,002 см;  $V_o$  – витрата газу, м<sup>3</sup>/год, при температурі 0°C і тиску 0,10132 МПа;  $d$  – внутрішній діаметр газопроводу, см;  $\nu$  – коефіцієнт кінематичної в'язкості газу, м<sup>2</sup>/с при температурі 0°C і тиску 0,10132 МПа.

А формула для розрахунку мереж низького тиску (9.5) матиме вигляд, Па:

$$P_n - P_k = 69 \cdot \left( \frac{n}{d} + 1922 \cdot \frac{\nu \cdot d}{V_o} \right)^{0,25} \cdot \frac{V_o^2}{d^5} \cdot \rho_o \cdot l, \quad (9.12)$$

де  $P_n$  і  $P_k$  – тиск газу на початку і в кінці газопроводу, Па;  $l$  – довжина ділянки, м;  $n$  – еквівалентна абсолютна шорсткість внутрішньої поверхні труб: сталевих – 0,01 см, поліетиленових – 0,002 см;  $V_o$  – витрата газу, м<sup>3</sup>/год, при температурі 0°C і тиску 0,10132 МПа;  $d$  – внутрішній діаметр газопроводу, см;  $\nu$  – коефіцієнт кінематичної в'язкості газу, м<sup>2</sup>/с при температурі 0°C і тиску 0,10132 МПа.

На підставі цих формул побудовано номограми для гідравлічного розрахунку.

Втрати тиску в місцевих опорах визначають за рівнянням, Па:

$$\Delta P_{m.o} = \sum \zeta \cdot \frac{W^2}{2} \cdot \rho, \quad (9.13)$$



де  $\sum \zeta$  - сума коефіцієнтів місцевих опорів.

Під час розрахунку надземних та внутрішніх газопроводів втрати в місцевих опорах визначають методом еквівалентних довжин. Еквівалентна довжина – це така умовна довжина газопроводу, втрати тиску в якому еквівалентні втратам тиску в місцевому опорі із коефіцієнтом  $\zeta = 1$ , м:

$$l_e = \sum \zeta \cdot \frac{d}{\lambda} \quad (9.14)$$

Еквівалентну довжину, яка залежить від режиму руху газу, визначають за формулами або номограмами [1, п. Е.10], м:

- для турбулентного режиму:

$$l_e = \frac{d}{11 \cdot \left( \frac{n}{d} + 1922 \cdot \frac{v \cdot d}{V} \right)^{0,25}}; \quad (9.15)$$

- для ламінарного режиму:

$$l_e = 5,5 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{V}{v}; \quad (9.16)$$

- для критичного режиму:

$$l_e = 12,15 \cdot \frac{d^{1,333} \cdot v^{0,333}}{V^{0,333}} \quad (9.17)$$

Діаметр газопроводу попередньо знаходять за формулою [1, п. Е.17], см:

$$d = 0,036238 \cdot \sqrt{\frac{V \cdot (273 + t)}{P_m \cdot w}}, \quad (9.18)$$

де  $t$  – температура газу, °С;  $P_m$  - середній тиск газу (абсолютний) на розрахунковій ділянці, МПа;  $V$  – витрата газу, м<sup>3</sup>/год;  $w$  - швидкість руху газу, м/с.

Розрахункова довжина газопроводу - це сума фактичної (геометричної) і еквівалентної довжин [1, п. Е.10], м:

$$l_p = l_g + l_e \cdot \sum \zeta \quad (9.19)$$

Під час розрахунку підземних міських газорозподільних мереж втрати в місцевих опорах приймають в межах 5 - 10% від втрат тиску на тертя [1, п. Е.9].

Якщо окремі ділянки газопроводів низького тиску мають різну



геодезичну висоту, то в газопроводі виникає додатковий гідростатичний тиск, величину якого визначають за формулою, Па:

$$\Delta P_z = \pm(\rho_n - \rho_g) \cdot g \cdot H, \quad (9.20)$$

де  $H$  – різниця відміток на початку і в кінці ділянки, м;  $\rho_n$  – густина повітря,  $\text{кг/м}^3$ ;  $\rho_g$  – густина газу,  $\text{кг/м}^3$ .

Додатковий тиск враховують, якщо територія, якою прокладено газопровід має перемінний рельєф місцевості, а також під час розрахунку внутрішніх будинкових і цехових газопроводів низького тиску.

Гідравлічний розрахунок газопроводів рекомендовано [1, п. Е.3] виконувати на комп'ютері. В інституті “УкрНДІнжпроект” було розроблено програмний комплекс «Гідравлічний розрахунок газопроводів низького, середнього та високого тиску з використанням ПЕОМ», який призначений для автоматизованого виконання гідравлічних розрахунків газопроводів. Дана програма виконує обчислення витрат газу та підбір стандартних діаметрів, визначає тиск газу в кожному вузлі мережі, навантаження на ГРП, складає специфікацію труб, здійснює повне гідравлічне ув'язування мережі. Під час розрахунку програма здійснює:

- оптимальний розподіл потоків газу від джерел до споживачів по ділянках мережі заданої конфігурації із заданими довжинами ділянок, місцями розташування ГРС та ГРП та навантаженнями на мережу;
- підбір стандартних діаметрів труб із заданого сортаменту з повним використанням перепаду тиску, за умови мінімальних капіталовкладень у систему заданої конфігурації мережі;
- гідравлічне ув'язування мережі з обчисленням величини тиску газу у вузлових точках для заданих витрат, діаметрів та довжин труб.

## 9.2. Основні структурні характеристики газорозподільчих мереж

### 9.2.1. Структурні елементи газорозподільчих мереж

Схематично газорозподільчу мережу можна представити у вигляді окремих ділянок та вузлів (рис. 9.1). Ділянками транспортують газ. У вузлах ділянки сполучаються, також тут приєднують відгалуження до споживачів [3, стор. 81-87].



Гідравлічний ланцюг з'єднаних ділянок, в якому кожен вузол проходить один раз, називають шляхом. Шлях, де початковий і кінцевий вузли співпадають, утворює контур. Якщо контур не має внутрішніх ділянок, які перетинають його площу, то його називають кільцем.

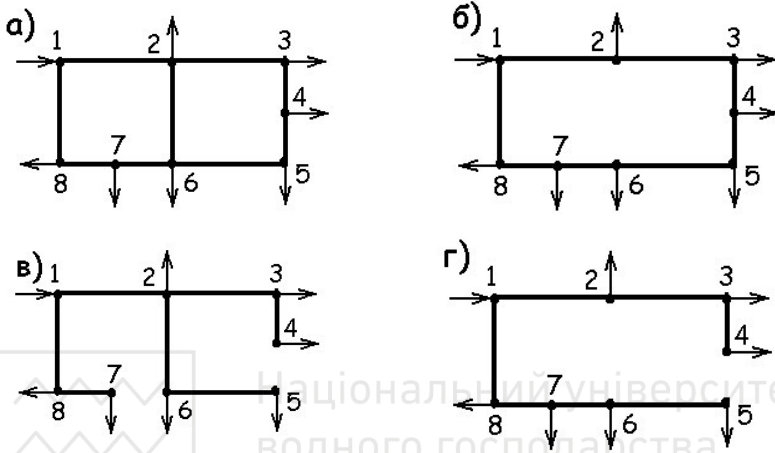


Рис. 9.1. Приклади схем газорозподільчих мереж  
 а – двокільцева; б – однокільцева; в та г – розгалужені

Розгалужена мережа - це мережа, яка має вузли і ділянки і не має жодного замкнутого кільця. Більшість газових мереж є змішаними: мають і замкнуті контури, і тупикові відгалуження.

Кільцеву мережу можна трансформувати в розгалужену шляхом виключення з кожного контуру замикальної ділянки. Число таких ділянок співпадає з числом елементарних контурів (кільць). В якості замикальної можна приймати будь-яку ділянку мережі. Тому з кожної кільцевої мережі можна отримати кілька розгалужених.

Кількість незалежних кільць визначають з рівняння:

$$n = P - m + 1, \quad (9.21)$$

де  $P$  - число ділянок;  $m$  - число вузлів.

Звідси кількість ділянок кільцевої мережі:

$$P = n + m - 1 \quad (9.22)$$

Для розгалужених газових мереж  $n = 0$ , тоді:

$$P = m - 1 \quad (9.23)$$



Першою особливістю розгалужених газових мереж є те, що газ до вузла надходить однією ділянкою [3, стор. 81-87]. Такі мережі називають тупиковими. Відповідно, споживачі, приєднані до таких мереж, мають одностороннє живлення. В цих мережах нема резервних ділянок, якими газ міг би надходити споживачеві, якщо відмовлять основні ділянки. Надійність таких мереж визначається надійністю елементів, якими газ послідовно рухається до споживачів. Підвищити надійність тупикової мережі можна дублюванням всіх елементів, що економічно не вигідно.

Друга особливість розгалужених мереж, порівняно з кільцевими, полягає у тому, що транзитна витрата розподіляється по ділянках тільки одним способом: на будь-якій ділянці вона буде дорівнювати сумі подальших вузлових витрат. Наприклад витрата на ділянці 1 - 2 (рис. 9.1, в) буде дорівнювати:

$$V_{1-2} = V_1 + V_2 + V_3 + V_4 + V_5 + V_6 \quad (9.24)$$

Третьою особливістю є те, що заміна діаметра розгалуженої мережі не впливає на розподіл витрати по ділянках, але змінює початковий та кінцевий тиск в мережі.

Перша особливість кільцевих мереж полягає у тому, що вони складаються із замкнених контурів, тому газ може надходити до споживачів двома або більшою кількістю ділянок. Споживачі мають двостороннє чи багатостороннє живлення, навіть якщо в розрахунковому режимі було передбачено надходження газу лише з однієї сторони. Надійність кільцевих мереж більша ніж надійність розгалужених, бо вони мають резервні елементи – замикальні ділянки.

Друга особливість кільцевих мереж – це велика кількість варіантів розподілу витрати газу по ділянках. Для цієї мережі точку зустрічі потоків газу можна прийняти у будь-якому вузлі за винятком вузла живлення. Крім того, витрату газу з вузла зустрічі потоків можна розподілити між суміжними ділянками у будь-якому співвідношенні і це буде велика кількість варіантів. Тому в кільцевих мережах можливий довільний розподіл транзитних витрат. Оскільки кільцеві мережі проектують для підвищення надійності, то розподіл потоків вважають оптимальним, якщо буде забезпечено взаємозамінність ділянок - навантаження ділянки, яка





вийшла з ладу, перейде на сусідні ділянки з мінімальним порушенням постачання газу споживачам.

Третьою особливістю кільцевих мереж є те, що заміна діаметра труби будь-якої ділянки призведе до перерозподілу потоків на всіх інших ділянках, бо вони працюють паралельно.

### 9.2.3. Визначення задачі розрахунку мережі

Оскільки транзитну витрату в розгалуженій мережі визначають однозначно, то розрахункова витрата для всіх ділянок буде відома [3, стор. 85-87]. Тоді кожна ділянка матиме два невідомі параметри: діаметр,  $d_i$ , і втрати тиску на ділянці,  $\Delta P_i$ . Якщо число ділянок позначити  $P$ , то загальна кількість невідомих становитиме  $2P$ .

Для кожної ділянки можна скласти рівняння гідравлічних втрат:

$$\Delta P_i = k \cdot \frac{V_i^\alpha}{d_i^\beta} \cdot l_i, \quad (9.25)$$

де  $V_i$  – витрата газу;  $k$  – коефіцієнт;  $d_i$  та  $l_i$  – діаметр і довжина ділянки;  $\alpha$  та  $\beta$  – показники степеня, залежать від режиму руху газу і шорсткості труб.

Оскільки газорозподільчі мережі розраховують на постійний перепад тиску  $\Delta P_p$ , то за кількістю кінцевих точок « $k$ » можна скласти такі рівняння:

$$\sum_{i=1}^k \Delta P_i - \Delta P_p = 0 \quad (9.26)$$

Тобто в кожному напрямку від точки живлення до кінцевої точки « $k$ » сума втрат тиску має складати  $\Delta P_p$ . Залишиться ще  $f = P - k$  рівнянь. Якщо врахувати, що  $P = m - 1$  (формула 9.23), то отримаємо:

$$f = m - (1 + k), \quad (9.27)$$

де  $m$  – загальна кількість вузлів;  $(1+k)$  – число вузлів з заданим тиском (перший і всі кінцеві).

Таким чином, число невідомих стає рівним числу вузлів з незадалим в них тиском. Для визначення невідомих необхідно прийняти додаткові умови. Це може бути забезпечення мінімальних зведених витрат на будівництво мережі. Оскільки заміна діаметра



труб мало впливає на експлуатаційні витрати, то намагаються зменшити вартість газопроводу або навіть витрату металу.

Якщо на вартість впливає розподіл втрат тиску по ділянках, то вони мають бути розподілені так, щоб сумарна вартість мережі була мінімальною.

Під час розрахунку кільцевої мережі кількість варіантів поточкорозподілу є незліченою. В кожному випадку невідомими будуть: діаметри ділянок,  $d_i$ , перепади (різниці) тиску на них,  $\Delta P_i$ , розрахункова витрата,  $V_i$ . Загальна кількість невідомих буде  $3P$ .

Подібно до розгалуженої мережі можна написати  $P$  рівнянь втрат тиску на ділянках. Можна скласти певну кількість рівнянь з двох законів кільцевих мереж :

**I закон** – алгебраїчна сума всіх потоків газу ( $\sum V_{ij}$ ), що сходяться у вузлі разом з вузловими витратами ( $V_i$ ) дорівнює нулю:

$$\sum V_{ij} + V_i = 0 \quad (9.28)$$

Кількість таких рівнянь становить  $(m - 1)$ .

**II закон** - алгебраїчна сума всіх втрат тиску на ділянках ( $\sum \Delta P_i$ ) замкнутого кільця дорівнює нулю:

$$\sum \Delta P_i = 0 \quad (9.29)$$

Кількість таких рівнянь буде дорівнювати числу елементарних кілець,  $n$ . Тоді додатково отримують таку кількість рівнянь:

$$m - 1 + n = P$$

Міські газові мережі розраховують на постійний перепад тиску, це дає можливість додатково скласти рівняння відповідного типу. Їх число буде дорівнювати числу точок зустрічі потоків. Тоді загальна кількість рівнянь у системі буде становити  $(2P + k)$ , а число невідомих –  $(P - k)$ . Задача розрахунку є невизначеною. Для кільцевої мережі число невідомих дорівнює числу вузлів з незадалим тиском.

Для визначення невідомих параметрів необхідно прийняти додаткові умови. Пошук найбільш економічно вигідного варіанту розподілу витрати призводить до переродження кільцевої мережі в розгалужену. Таким чином, в загальному випадку економічного оптимального рішення для кільцевої мережі не існує. Тому для розподілу потоків і, відповідно, визначення витрат застосовують принцип надійності.

### 9.3. Розподіл потоку газу в кільцевих мережах високого та середнього тиску

Кільцеві мережі проектують з метою підвищення надійності газопостачання. Особливістю мереж високого та середнього тиску є обмежене число джерел живлення (ГРС), значна довжина ділянок, великі вузлові навантаження. В кільцевих мережах структурний резерв має супроводжуватись резервом потужності мережі: запасом діаметра чи тиску для можливого пропуску більшої витрати. Для цього діаметри підбирають за розрахунковою витратою, залишаючи деякий резерв тиску і перевіряють достатність цього резерву для роботи мережі в аварійних режимах.

Важливим є попередній розподіл потоків газу, який виконують з дотриманням першого закону Кірхгофа (формула 9.28). Після поточкорозподілу гідравлічним розрахунком визначають діаметри всіх ділянок газопроводу. Якщо в результаті гідравлічного розрахунку, другий закон Кірхгофа (формула 9.29) не виконується, то це можна пояснити тим що: по-перше, діаметри стандартних труб, прийняті за ДСТУ або ГОСТ, відрізняються від визначених розрахунком; по-друге, ДБН унормовує мінімально допустимий діаметр труб; по-третє, діаметри ділянок кільця доцільно приймати однаковими або такими, що відрізняються не більше ніж на 15...20%.

Аби досягти виконання другого закону Кірхгофа визначають дійсний поточкорозподіл, який буде відповідати прийнятим діаметрам газопроводу. Для цього попередньо розраховують відносну різницю (похибку ув'язування) тисків для кожного кільця, %:

$$\delta = \frac{\sum (P_{n,i}^2 - P_{к,i}^2)}{0,5 \cdot \sum |P_{n,i}^2 - P_{к,i}^2|} \cdot 100 \quad (9.30)$$

Якщо похибка ув'язування перевищує 10% [1, п. Е.15], то розподіл витрат газу на ділянках необхідно змінити.

Для кожного кільця визначають і вводять кругову поправну витрату,  $\Delta V_k$ . Для спільних ділянок двох кілець враховують поправну витрату обох кілець.

$$\Delta V_k = \Delta V_k' + \Delta V_k'' \quad (9.31)$$

де  $V_k'$  – поправна витрата кільця, що розраховується;  $V_k''$  - вплив на похибку поправної витрати сусіднього кільця.



Для однокільцевих мереж поправну витрату визначають за формулою Лобачова-Кроса. В розрахунку багатокільцевих мереж використовують метод простих ітерацій Якобі. Для газопроводів середнього і високого тиску:

$$\Delta V_k' = - \frac{\sum (P_{n,i}^2 - P_{k,i}^2)}{2 \cdot \sum \frac{P_{n,i}^2 - P_{k,i}^2}{V_i}}, \quad (9.32)$$

$$\Delta V_k'' = \frac{\sum \frac{(P_{n,ij}^2 - P_{k,ij}^2)}{V_{ij}} \cdot \Delta V_j'}{\sum \frac{P_{n,i}^2 - P_{k,i}^2}{V_i}}, \quad (9.33)$$

де  $P_{n,ij}^2 - P_{k,ij}^2$  – втрати тиску на ділянках, що є спільними для обох кілець;  $V_j'$  – поправна витрата другого кільця.

Поправну витрату приймають з знаком «плюс», якщо газ в кільці рухається за годинниковою стрілкою, і «мінус» - якщо проти годинникової стрілки. Введену додаткову витрату алгебраїчно (з врахуванням знаку) додають до витрати на ділянках.

Нові розрахункові витрати для ділянок, які не є спільними для сусідніх кілець визначають за виразом, м<sup>3</sup>/год:

$$V_{p,n} = V_p + \Delta V_k, \quad (9.34)$$

де  $V_p$  - розрахункова витрата, прийнята попереднім потекорозподілом;  $\Delta V_k$  - поправна витрата розрахункового кільця.

Для спільних ділянок сусідніх кілець поправну витрату визначають за виразом, м<sup>3</sup>/год:

$$\Delta V_{\text{діл}} = \Delta V_k + \Delta V_j, \quad (9.35)$$

а нову розрахункову витрату, м<sup>3</sup>/год:

$$V_{p,n} = V_p + \Delta V_{\text{діл}}, \quad (9.36)$$

де  $\Delta V_j$  - поправна втрата сусіднього кільця, яку приймають з протилежним знаком.

Після визначення нових витрат гідравлічним розрахунком (без зміни діаметрів труб) визначають втрати тиску на кожній ділянці і розраховують неув'язку для всіх кілець (формула 9.30).



Якщо похибка перевищує допустиму (5...10%), то розрахунок повторюють.

Для забезпечення подачі газу споживачам в аварійному режимі необхідно залишати резерв тиску, тобто в розрахунковому режимі використовувати не весь перепад квадратів тиску ( $P_n^2 - P_k^2$ ), а лише певну частину.

## **9.4. Розрахунок багатокільцевих мереж з урахуванням аварійного режиму роботи**

### **9.4.1. Урахування надійності газопостачання**

Є два способи забезпечення надійності кільцевих газорозподільчих систем високого та середнього тиску і, відповідно, дві методики розрахунку.

За I варіантом надійність газопостачання забезпечують завдяки кільцюванню мереж з усередненням діаметрів трубопроводів в кільцях (структурний резерв) та резерву тиску на випадок виникнення аварійних ситуацій (резерв продуктивності). У випадку аварії споживачі будуть отримувати газ, але в меншій кількості, яку визначають розрахунком. Проте цей варіант не економічний, оскільки потребує значних перевитрат матеріалу труб.

За II варіантом вважають газорозподільчі мережі достатньо надійними, тому резервування є необов'язковим. В цьому випадку гідравлічний режим роботи газопроводів передбачає максимальне використання розрахункового перепаду тиску.

Варіант розрахунку вибирають на підставі техніко-економічного порівняння, враховуючи втрати газових господарств і збитки підприємств, пов'язаних з недостатнім постачанням газу.

В курсовому проекті варіант розрахунку визначає керівник проектування.

### **9.4.2. Визначення розрахункового перепаду тиску**

Відповідно до вимог будівельних норм та правил [1, п. Е.1] гідравлічний режим роботи розподільчих трубопроводів повинен забезпечувати з максимально допустимими втратами тиску газу найбільшу економічність та надійність системи.



Гідравлічним розрахунком визначають внутрішні діаметри

газопроводів за умови забезпечення надійного газопостачання у години максимального споживання газу [1, п. Е.2]. Початковий тиск згідно з ДБН «Газопостачання» приймають максимальним для даної категорії газопроводу. Кінцевий тиск перед регуляторами за умови максимального навантаження повинен забезпечувати мінімально допустиму величину, яка складається з максимального тиску газу перед пальниками, втрат тиску у відгалуженнях і перепаду тиску в газорегуляторному пункті. Перед ГРП, що живить мережу низького тиску, достатнім буде тиск (надлишковий) 0,15...0,2 МПа.

Максимальний перепад в мережі газопроводів високого і середнього тиску визначають за умови надійної роботи системи автоматики:

$$\Delta P_{\text{макс}} = K_p \cdot P_1, \quad (9.37)$$

де  $K_p$  – коефіцієнт використання перепаду тиску, приймають рівним 0,4;  $P_1$  – тиск газу (абсолютний) на виході з джерела газопостачання.

Тоді кінцевий тиск буде дорівнювати:

$$P_2 = P_1 - \Delta P_{\text{макс}} \quad (9.38)$$

### 9.4.3. Гідравлічний розрахунок газорозподільчих мереж з передбаченим резервом тиску газу для аварійної ситуації

Розрахунок газопроводів з передбаченим резервом тиску газу для аварійної ситуації здійснюють в три етапи в такій послідовності:

- на першому етапі попередньо визначають діаметри трубопроводів та усереднюють їх;
- на другому етапі за результатом поточкорозподілу для всіх випадків аварійних ситуацій корегують діаметри ділянок мережі;
- на третьому етапі виконують поточкорозподіл для розрахункового навантаження.

Перед початком розрахунку необхідно:

- накреслити в масштабі схему газопроводу;
- позначити на схемі умовними графічними зображеннями



споживачів та вказати для кожного з них навантаження;

- поділити газорозподільчу мережу на розрахункові ділянки з незмінною витратою газу;
- пронумерувати початкові і кінцеві точки ділянок, вузлові точки, точки підключення споживачів;
- визначити геометричну довжину ділянок і нанести її на схему.

На першому етапі розрахунку для попереднього визначення діаметрів здійснюють початковий розподіл потоків газу в мережі і ув'язують баланс потоків у вузлах. Для цього необхідно:

- визначити напрям руху потоків газу;
- визначити вузли - точки на периферії кільцевої мережі, де зустрічаються потоки газу. Вони повинні бути приблизно на однакових відстанях від точок живлення;
- призначити напрям руху потоку газу для кожної ділянки і вказати його на схемі, ідучи від намічених точок зустрічі потоків до точок живлення;
- розподілити транзитні витрати в точках зустрічі потоків так, щоб витрати сусідніх ділянок були приблизно однакові, тоді ці ділянки будуть взаємозамінними;
- визначити витрату газу для окремих ділянок мережі. На ділянках наближених до точок зустрічі потоків витрату газу доцільно розподіляти обернено пропорційно кореню квадратному відношення довжин півкільця.

Після попереднього розподілу потоків газу в мережі визначають середню питому втрату квадрату тиску для ділянок в напрямку від джерела живлення (ГРС) до найбільш віддаленого споживача за формулою,  $\text{кПа}^2/\text{м}$ :

$$A = \varphi \cdot \frac{P_n^2 - P_k^2}{L_p}, \quad (9.39)$$

де  $\varphi$  - коефіцієнт транспортного запасу, приймають в межах 0,2...0,4;  $P_n$  та  $P_k$  - абсолютний тиск в газопроводі в точках, відповідно, живлення і зустрічі потоків,  $\text{кПа}$ ;  $L_p$  - розрахункова довжина напрямку від точки живлення до точки зустрічі потоків:

$$L_p = 1,1 \cdot L_2$$

По середній питомій різниці квадратів тиску  $A$ , за номограмою (додаток 13 або 14) залежно від витрати газу підбирають діаметр

газопроводу. Після підбору діаметрів визначають ранг кожного кільця газорозподільчої мережі. Першим за рангом вважають кільце, яке безпосередньо приєднане до джерела живлення (ГРС), другим те, яке має спільні ділянки з першим. Далі розраховують середній діаметр всіх ділянок, які входять в кільце, м:

$$d_{сер} = \frac{\sum d_i \cdot l_i}{\sum l_i} \quad (9.40)$$

Доцільно, щоб діаметри ділянок кільця були однаковими. Якщо ця умова не виконується, то приймають діаметри труб з різницею в один розмір за сортаментом. Під час визначення середнього діаметра ділянок другого за рангом кільця, діаметри ділянок, спільних з першим кільцем, не змінюють. Після уточнення діаметрів труб кільцевої мережі знаходять за номограмою дійсну питому різницю квадратів тиску ( $A_{i,d}$ ) та дійсну різницю квадратів тиску на ділянках за формулою, кПа<sup>2</sup>:

$$\left( P_n^2 - P_k^2 \right)_{i,d} = A_{i,d} \cdot L_{i,p} \quad (9.41)$$

Далі знаходять тиск газу в кінці ділянок за формулою, кПа:

$$P_{i,k} = \sqrt{P_{i,n}^2 - \left( P_{i,n}^2 - P_{i,k}^2 \right)} \quad (9.42)$$

Відносна нев'язка тиску в кільцях не повинна перевищувати 10% (формула 9.30) [1, п. Е.15].

Якщо за першим разом необхідної точності не досягнуто, то потоки газу перерозподіляють і розрахунок повторюють. Для цього визначають кругові поправні витрати та нові розрахункові витрати ділянок (див. розділ 9.3). Після перерозподілу знов виконують гідравлічний розрахунок: визначають втрати тиску на ділянках, тиск у розрахункових точках та похибку ув'язування. Розрахунок повторюють доти, допоки не досягнуть потрібної точності.

Після цього знаходять діаметри і тиск в кінці відгалужень, який має бути не менше ніж допустимий.

На другому етапі корегують прийняті попереднім розрахунком діаметри ділянок на випадок усіх можливих варіантів аварійних ситуацій. Якщо газорозподільча мережа живиться від однієї ГРС, то рекомендовано передбачати дві аварійні ситуації: на ділянках з різних боків від точки живлення мережі.

Подальший розрахунок виконують в такій послідовності:





1) Викреслюють схему газорозподільчої мережі для кожної аварійної ситуації. Для аварій на головних ділянках першого за рангом кільця схема мережі буде нагадувати тупиковий газопровід, що живить кільцеву мережу.

2) Розподіляють потоки газу ділянками мережі для кожної аварійної ситуації. Навантаження споживачів під час аварії визначають за умови обмеженого газопостачання, м<sup>3</sup>/год:

$$V_{ав} = K_{заб} \cdot V_p, \quad (9.43)$$

де  $K_{заб}$  - коефіцієнт забезпеченості, який залежить від категорії споживачів, приймають для комунально-побутових об'єктів 0,8...0,85, котельні - 0,7...0,75, технологічних потреб промислових підприємств - 1.

3) Після попереднього виконують дійсний поточкорозподіл з врахуванням розрахункового перепаду тиску, за необхідності корегуючи діаметри ділянок. Діаметри елементарного кільця повинні бути однаковими або відрізнятись не більше ніж на один розмір за сортаментом згідно ДСТУ або ГОСТ.

4) Оскільки, до уваги беруть кілька аварійних ситуацій, то розрахунок здійснюють послідовно, методом ітерацій до досягнення необхідної точності. В результаті мають бути виконані такі умови:

- відносна нев'язка тиску в кільцях не повинна перевищувати 10% (формула 9.30) [1, п. Е.15];
- різниця розрахункових і дійсних втрат тисків від джерела живлення до точок зустрічі потоків не повинна перевищувати 10%:

$$\delta = \frac{(P_{n.p} - P_{к.p}) - (P_{n.д} - P_{к.д})}{(P_{n.p} - P_{к.p})} \cdot 100 \leq 10\% \quad (9.44)$$

- тиск в кінці відгалужень має бути більшим або рівним допустимому.

На третьому етапі здійснюють повторний перерахунок мережі на роботу в розрахунковому режимі, якщо на попередньому етапі відбулося корегування діаметрів. Результати наводять в табличній формі (табл. 9.1 та 9.2).





Гідравлічний розрахунок газорозподільчої мережі середнього тиску під час аварійного режиму роботи

Номер ділянки	Діаметр, м	Розрахункова довжина ділянки, м	Розрахункова витрата, м <sup>3</sup> /год	Питома різниця квадратів тиску, кПа <sup>2</sup> /м		Уточнений діаметр, м	Дійсна різниця квадратів тиску, кПа <sup>2</sup>	Квадрат тиску, кПа <sup>2</sup>		Тиск газу в кінці ділянки кПа
				розрахункова	дійсна			на початку	в кінці	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1-2										

## 9.5. Особливості розрахунку однокільцевих мереж з урахуванням аварійного режиму роботи

Однокільцева мережа має два основних аварійні режими: виключення з роботи ділянки зліва і справа від точки живлення, внаслідок чого вона перетворюється в тупикову. Тому розрахунок доцільно починати з аварійних режимів і здійснювати в такій послідовності [3, стор. 119]:

- визначають середню розрахункову витрату газу для усіх ділянок гідравлічного ланцюга для аварійного режиму за виразом, м<sup>3</sup>/год:

$$V_{сеп}^{ав} = 0,59 \cdot \sum_{i=1}^n V_{ав}^i \quad (9.45)$$

- знаходять середні питомі втрати тиску у напрямі від місця живлення до кінцевої точки для обох аварійних режимів, за умови повного використання розрахункового перепаду тиску, кПа<sup>2</sup>/м:

$$A = \frac{P_n^2 - P_k^2}{l_p} \quad (9.46)$$

- визначають середній діаметр трубопроводу в кільці за середньою аварійною витратою ( $V_{сеп}^{ав}$ ) і найменшим значенням середніх



- обчислюють розрахункові витрати газу на ділянках газорозподільчої мережі для двох варіантів аварійних режимів;
- виконують гідравлічний розрахунок ділянок для обох варіантів, в результаті якого визначають втрати і тиск газу в розрахункових точках при середньому значенні діаметра газопроводу. Тиск у кінцевого споживача не повинен бути меншим за допустиме значення,  $P_k$ . За необхідності діаметри змінюють, але не більше ніж на один розмір за сортаментом;
- діаметри відгалужень розраховують на повне використання перепаду тиску і подачу аварійної витрати газу,  $V_{ав}$ ;
- здійснюють розподіл потоку газу в кільці для нормального режиму роботи і визначають тиск в усіх вузлових точках;
- перевіряють діаметри відгалужень для розрахункового гідравлічного режиму.

### **9.6. Особливості розрахунку газорозподільчих мереж середнього і високого тисків з повним використанням розрахункового перепаду тиску**

Розрахунок мереж середнього і високого тисків здійснюють після виконання необхідних підготовчих робіт (див. розділ 9.4.3).

Розрахунок починають з головної магістралі, тобто найдовшого гідравлічного ланцюга, який з'єднує джерело газу з найвіддаленішим споживачем. Для всіх ділянок магістралі визначають питому різницю квадратів тиску газу (формула 9.46). За номограмою (додаток 13 або 14) залежно від витрати газу і обчисленої величини  $A$ , підбирають діаметр газопроводу. Після чого знаходять тиск газу в кінцевих точках ділянок.

Розрахунок вважають виконаним, якщо різниця розрахункових і дійсних тисків в точках зустрічі потоків та відносна нев'язка тиску в кільцях буде не більше ніж 10% [1, п. Е.15]. Якщо за першим разом необхідна різниця тисків не досягнута, то здійснюють перерозподіл потоків газу і розрахунок повторюють до досягнення бажаного результату.

Після розрахунку кільця підбирають діаметри відгалужень і в кінці кожного знаходять тиск, який має бути не менше допустимого.



## 9.7. Особливості гідравлічного розрахунку тупикових газорозподільчих мереж

Такі мережі розраховують на повне використання перепаду тиску. Визначення витрати газу на ділянках починають з кінця мережі. Розподіл витрат є однозначним.

Знаходять найбільш віддаленого споживача і визначають середню питому різницю квадратів тиску в гідравлічному ланцюгу від точки живлення до кінцевої точки.

За розрахунковою витратою та середньою питомою різницею квадратів тиску знаходять діаметри трубопроводів. В результаті чого тиск газу у кінцевого споживача не повинен бути меншим за допустиме значення,  $P_k$ . Необхідно прагнути, щоб розрахунковий перепад тиску був використаний повністю.

Відповідно до вимог ДБН нев'язка втрат тиску в гідравлічному ланцюгу від точки живлення до кінцевої точки (розрахункової та дійсної) не повинна перевищувати 10% [1, п. Е.15].

Далі розраховують діаметри трубопроводів всіх відгалужень на повне використання перепаду тиску і розрахункову витрату газу. Нев'язка втрати тиску (розрахункової та дійсної) в гідравлічному ланцюгу від точки приєднання відгалуження до кінцевої точки не повинна перевищувати 10%.

## 9.8. Приклади розрахунку

**Приклад 9.1.** Визначити тиск газу на виході з газорегуляторного пункту (ГРП), розрахунковий перепад та тиск газу у кінцевих точках газорозподільчої мережі середнього тиску за умови повного використання перепаду тиску.

Рішення:

1. Прийнято згідно з ДБН «Газопостачання» максимальне для мережі середнього тиску значення на виході з ГРП  $P_1 = 400$  кПа.

2. Максимальний перепад в газопроводі середнього тиску визначено за умови надійної роботи систем автоматики ГРП (формула (9.37)):

$$\Delta P_{\text{макс}} = 0,4 \cdot 400 = 160 \text{ (кПа)}$$



## 3. Тиск газу у кінцевих точках мережі за виразом (9.38):

$$P_2 = 400 - 160 = 240 \text{ (кПа)}$$

**Приклад 9.2.** Визначити подачу газу споживачам міста під час аварії за умови обмеженого газопостачання.

**Вихідні дані:** назви споживачів і розрахункові витрати газу для нормального режиму роботи наведено в таблиці 9.3.

**Рішення:**

Витрати газу споживачами під час аварії за умови обмеженого газопостачання визначено за формулою (9.43). Коефіцієнт забезпеченості споживачів газом прийнято за їх категорією: для комунально-побутових – 0,85; котельнь – 0,75; технологічних потреб промислових підприємств – 1. Результати розрахунків наведено в таблиці 9.3.

Таблиця 9.3

*Вихідні дані і розрахунок аварійних витрат*

№ з/п	Вихідні дані		Результати розрахунків	
	Назва споживача	Розрахункова витрата, $V_p$ , м <sup>3</sup> /год	Коефіцієнт забезпеченості	Аварійна витрата, $V_{ав}$ , м <sup>3</sup> /год
1	Кафе	1567,96	0,85	1332,77
2	Пральня	1493,93	0,85	1269,84
3	Лазня	2219,12	0,85	1886,25
4	Хлібозавод	1222,44	0,85	1039,08
5	Лікарня	243,20	0,85	206,72
6	Текстильна фабр.	266,67	1	266,67
7	Деревооброб. з-д	333,33	1	333,33
8	Взуттєва фабр.	271,43	1	271,43
9	ГРП в I районі	1896,00	0,85	1611,60
10	ГРП в I районі	1896,00	0,85	1611,60
11	ГРП в II районі	1127,00	0,85	957,95
12	ГРП в III районі	812,00	0,85	690,20
13	Котельня в I р-ні	12458,50	0,75	9343,88
14	Котельня в I р-ні	12458,50	0,75	9343,88
15	Котельня в II р-ні	13600,00	0,75	10200,00
16	Котельня в III р-ні	2038,00	0,75	1528,50
	Разом	53904,08		41893,68

**Приклад 9.3.** Визначити середній діаметр трубопроводів в одно кільцевій газорозподільчій мережі середнього тиску з передбаченим подаванням газу споживачам у випадку аварії.

Вихідні дані: назви споживачів і витрати газу у випадку аварії прийняти з таблиці 9.3 (приклад 9.2); тиск газу на виході з ГРС становить 400 кПа; тиск газу в кінцевих точках становить 240 кПа; загальна максимальна довжина тупикової мережі, яка утворюється під час аварії на одній з ділянок кільця становить 11570 м.

Рішення:

1. Середня розрахункова витрата газу для всіх ділянок під час аварійного режиму роботи визначена за формулою (9.45):

$$V_{сер}^{ав} = 0,59 \cdot 41893,7 = 24717,3 \text{ (м}^3\text{/год)}$$

2. Середні питомі втрати тиску в напрямку від точки живлення до кінцевого споживача за умови повного використання розрахункового перепаду (формула (9.46)):

$$A = \frac{400^2 - 240^2}{11569,7} = 8,85 \text{ (кПа}^2\text{/м)}$$

3. Номограмою (додаток 14) передбачена максимальна довжина трубопроводу 100 м. Тоді середні питомі втрати тиску на 100 м становитимуть:

$$A \cdot 100 = 885 \text{ (кПа}^2\text{/100 м)}$$

Для цього значення і витрати 24717 м<sup>3</sup>/год за номограмою з двох найближчих значень діаметрів прийнято більше: D = 426 x 9 мм.

**Приклад 9.4.** Виконати гідравлічний розрахунок аварійних режимів одно кільцевої газорозподільчої мережі середнього тиску з сталевих труб і відкоригувати діаметри на окремих ділянках.

Вихідні дані: схема газорозподільчої мережі для аварійних режимів наведена на рисунках 9.2 і 9.3; тиск газу на виході з ГРС становить 400 кПа; тиск газу в кінцевих точках становить 240 кПа; середній діаметр трубопроводів на ділянках мережі становить 426 x 9 мм.

Рішення:

1. Визначають витрату газу на ділянках для обох аварійних режимів. Розрахунок починають з останньої ділянки, витрата якої буде дорівнювати сумарній витраті газу споживачами приєднаними до цієї ділянки. Витрата газу на передостанній ділянці буде



складатися з витрати останньої ділянки та сумарної витрати газу споживачами приєднаними до даної ділянки. Результати розрахунків наведено на розрахунковій схемі та в таблиці 9.4 (графіа 4).

2. За номограмою для розрахунку сталевих газопроводів середнього тиску (додаток 14) для діаметра 426 x 9 мм і аварійної витрати газу визначено різницю квадратів тиску в розрахунку на 100 м довжини. Результати наведено в таблиці 9.4 (графіа 6).

3. Дійсна різниця квадратів тиску на ділянках визначена за формулою (9.41). На прикладі ділянки 1 – 2:

$$\left(P_n^2 - P_k^2\right)_{1-2} = \frac{2600}{100} \cdot 749,7 = 19492 \text{ (кПа}^2\text{)}$$

Результати розрахунків записано в таблиці 9.4 та 9.5 (графіа 7).

4. Тиск газу в кінці ділянок обчислено а формулою (9.42). Для ділянки 1 – 2:

$$P_2 = \sqrt{400^2 - 19492} = 374,84 \text{ (кПа)}$$

Результати для інших ділянок в таблиці 9.4 (графіа 8-11).

5. В результаті розрахунку всіх ділянок різниця між розрахунковою втратою тиску та дійсною в магістралі від точки живлення до кінцевого споживача не повинна бути більшою ніж  $\pm 10\%$  (формула 9.44). В іншому разі необхідно змінити діаметри труб на окремих ділянках, але не більше ніж на один розмір за сортаментом (зменшити, якщо похибка ув'язування із знаком «+», або збільшити, якщо із знаком «-»). На ділянках 4 – 5 та 6 – 7 діаметри збільшені до 530 x 7 мм. Тоді похибка ув'язування:

$$\delta = \frac{(400 - 240) - (400 - 252,92)}{(400 - 240)} \cdot 100 = 8,08 \text{ (\%)}$$

6. Аналогічно розраховано другий аварійний режим (таблиця 9.5). Діаметри, які було визначено під час розрахунку першого аварійного режиму залишені без змін. Можлива лише заміна діаметра на ділянці 2 – 13. Похибка ув'язування повинна бути не більше ніж  $\pm 10\%$ , більше значення допускається у разі, якщо шляхом зменшення діаметра необхідна точність не може бути





досягнута. В даному випадку похибка ув'язування перевищує +10%, але діаметри на ділянках залишені без змін для забезпечення їх взаємозамінності:

$$\delta = \frac{(400 - 240) - (400 - 272,4)}{(400 - 240)} \cdot 100 = 20,25 \text{ (\%)}$$

**Приклад 9.5.** Виконати розподіл потоку газу і гідравлічний розрахунок одно кільцевої мережі середнього тиску з сталевих трубопроводів за умови подачі усім споживачам розрахункової витрати газу – «нормальний режим».

**Вихідні дані:** схема газорозподільчої мережі з довжинами ділянок та витратою газу споживачами в розрахунковому режимі на рисунку 9.4; діаметри труб визначені під час розрахунку аварійних режимів і прийняті з прикладу 9.4; тиск газу на виході з ГРС – 400 кПа; тиск газу в кінцевих точках – 240 кПа.

**Рішення:**

1. Визначають точку зустрічі потоків газу з врахуванням витрати і довжини напрямів за і проти годинникової стрілки. За умови рівного розподілу витрата газу в обох напрямках має становити  $53904,88 \cdot 0,5 = 26952 \text{ м}^3/\text{год}$ . Якщо зустріч потоків відбудеться в точці 10, то розподіл витрати газу від точки 2 може бути таким: за годинниковою стрілкою –  $21936 \text{ м}^3/\text{год}$ , проти годинникової стрілки –  $31968,88 \text{ м}^3/\text{год}$ . Якщо потоки зустрічатимуться у точці 9, то розподіл можна виконати так: за годинниковою стрілкою –  $30981,68 \text{ м}^3/\text{год}$ , проти годинникової стрілки –  $22923,2 \text{ м}^3/\text{год}$ . Обидва варіанти не задовольняють поставленим вимогам. Оскільки, витрату потрібно поділити між напрямками зворотно пропорційно їх довжині, а довжина шляху за годинниковою стрілкою є меншою, прийнято варіант з точкою зустрічі потоків у вузлі 9.

2. Визначають витрати газу на ділянках в обох напрямках. Розрахунок починають з ділянок прилеглих до точки зустрічі потоків. Вузлова витрата у точці 9 становить  $12791,83 \text{ м}^3/\text{год}$ . Розподіл між суміжними ділянками здійснюють зворотно пропорційно довжині: ділянкою 10 – 9 до вузла 9 буде надходити  $9791,83 \text{ м}^3/\text{год}$ , а ділянкою 8 – 9 –  $3000 \text{ м}^3/\text{год}$ . Витрата на інших



ділянках буде складатися з транзитної витрати газу та сумарної витрати газу споживачами, приєднаними до розрахункової ділянки.

3. За номограмою для розрахунку сталевих газопроводів середнього тиску (додаток 14) за попередньо визначеним діаметром труби і розрахунковою витратою газу визначають різницю квадратів тиску в розрахунку на 100 м довжини. Результати обчислень наведені в таблиці 9.6 (графіа 6).

4. Дійсна різниця квадратів тиску на ділянках (формула 9.41) обчислена на прикладі ділянки 1 – 2:

$$\left(P_n^2 - P_k^2\right)_{1-2} = \frac{4500}{100} \cdot 526,35 = 23685,75 \text{ (кПа}^2\text{)}$$

Результати розрахунку наведені в таблиці 9.6 (графіа 7).

5. Визначають тиск газу в кінцевих точках ділянок за формулою (9.42). Для ділянки 1 – 2:

$$P_2 = \sqrt{400^2 - 23685,75} = 369,21 \text{ (кПа)}$$

Результати розрахунків в таблиці 9.6 (графіа 9 – 12).

6. Обчислюють відносну похибку ув'язування втрат тиску у кільці, яка не повинна перевищувати  $\pm 10\%$  (формула 9.30):

$$\delta = \frac{24891,97 - 26320,58}{0,5 \cdot |24891,97 + 26320,58|} \cdot 100 = -5,58 \text{ (\%)}$$

Отже, розподіл витрат виконано правильно.

**Приклад 9.6.** Виконати гідравлічний розрахунок відгалуження 13 – 14 – 15 від головної магістралі.

Вихідні дані: тиск газу у точці 13 становить 252,92 кПа; розрахунковий тиск у точці 15 – 240 кПа. Витрата газу і довжина ділянок наведені в таблиці 9.7.

Рішення:

1. Визначають середні питомі втрати тиску напрямку від точки відгалуження 13 до кінцевої точки 15 за формулою (9.46):



$$A = \frac{252,92^2 - 240^2}{409,57} = 15,55 \text{ (кПа}^2/\text{м)}$$

2. За номограмою для розрахунку сталевих газопровідів середнього тиску (додаток 14) визначають діаметр труб з урахуванням середньої питомої втрати тиску і розрахункової витрати. Результати розрахунку наведено в таблиці 9.7 (графа 6).

3. За розрахунковою витратою газу на ділянці для прийнятих діаметрів труб знаходять різницю квадратів тиску на 100 м довжини. Результати розрахунку зведені в таблицю 9.7 (графа 7).

4. Визначають дійсну різницю квадратів тиску на ділянках за формулою (9.41), для ділянки 13 – 14:

$$\left(P_n^2 - P_k^2\right)_{12-17} = \frac{1180}{100} \cdot 375 = 4422 \text{ (кПа)}$$

Результати розрахунків в таблиці 9.7 (графа 9.7).

5. Знаходять тиск газу в кінцевих точках ділянок (формула 9.42), на прикладі ділянки 13 – 14:

$$P_{17} = \sqrt{252,92^2 - 4422} = 243,27 \text{ (кПа)}$$

Результати розрахунків наведені в таблиці 9.7 (графи 9-10).

6. Похибка ув'язування втрат тиску для напрямку 13 – 14 – 15 не перевищила унормованого значення 10%:

$$\delta = \frac{12,52 - (252,92 - 241,49)}{12,52} \cdot 100 = 8,7 \text{ (%)}$$

Гідравлічний розрахунок першого аварійного режиму (аварія на ділянці 2 – 13)

№ ділянки	Довжина, м		Аварійна витрата, $V_{ав}$ , м <sup>3</sup> /год	$d_{xs}$ , мм	$A \times 100$ , кПа <sup>2</sup> /100 м	$(P_n - P_k)^2$ , кПа <sup>2</sup>	$P_n^2$ , кПа <sup>2</sup>	$P_k^2$ , кПа <sup>2</sup>	$P_n$ , кПа	$P_k$ , кПа
	геометрична, $L_z$	розрахункова, $L_p$								
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
<b>Головний напрямок</b>										
1-2	681,52	749,7	41893,7	426x9	2600	19491,47	160000	140508,53	400,00	374,84
2-3	519,56	571,5	41893,7	426x9	2600	14859,42	140508,53	125649,11	374,84	354,47
3-4	1615,9	1777,5	41627,03	426x9	750	13331,18	125649,11	112317,94	354,47	335,14
4-5	2104,2	2314,62	41420,31	530x7	740	17128,19	112317,94	95189,75	335,14	308,53
5-6	580,4	638,44	30262,36	530x7	480	3064,51	95189,75	92125,24	308,53	303,52
6-7	1048,52	1153,37	28929,59	530x7	470	5420,85	92125,24	86704,39	303,52	294,46
7-8	1013,16	1114,5	27890,51	426x9	1000	11144,76	86704,39	75559,63	294,46	274,88
8-9	554,52	609,97	26278,91	426x9	980	5977,73	75559,63	69581,90	274,88	263,78
9-10	405,12	445,63	16601,7	426x9	400	1782,53	69581,90	67799,38	263,78	260,38
10-11	87,04	95,74	15331,86	426x9	350	335,10	67799,38	67464,27	260,38	259,74
11-12	1195,06	1314,57	13113,16	426x9	260	3417,87	67464,27	64046,40	259,74	253,07
12-13	543,62	597,98	1883,03	426x9	8	47,84	64046,40	63998,56	253,07	252,98
13-14	340,92	375,0	1883,03	426x9	8	30,00	63998,56	63968,56	252,98	252,92
14-15	31,42	34,56	1611,6	426x9	7	2,42	63968,56	63966,14	252,92	252,92

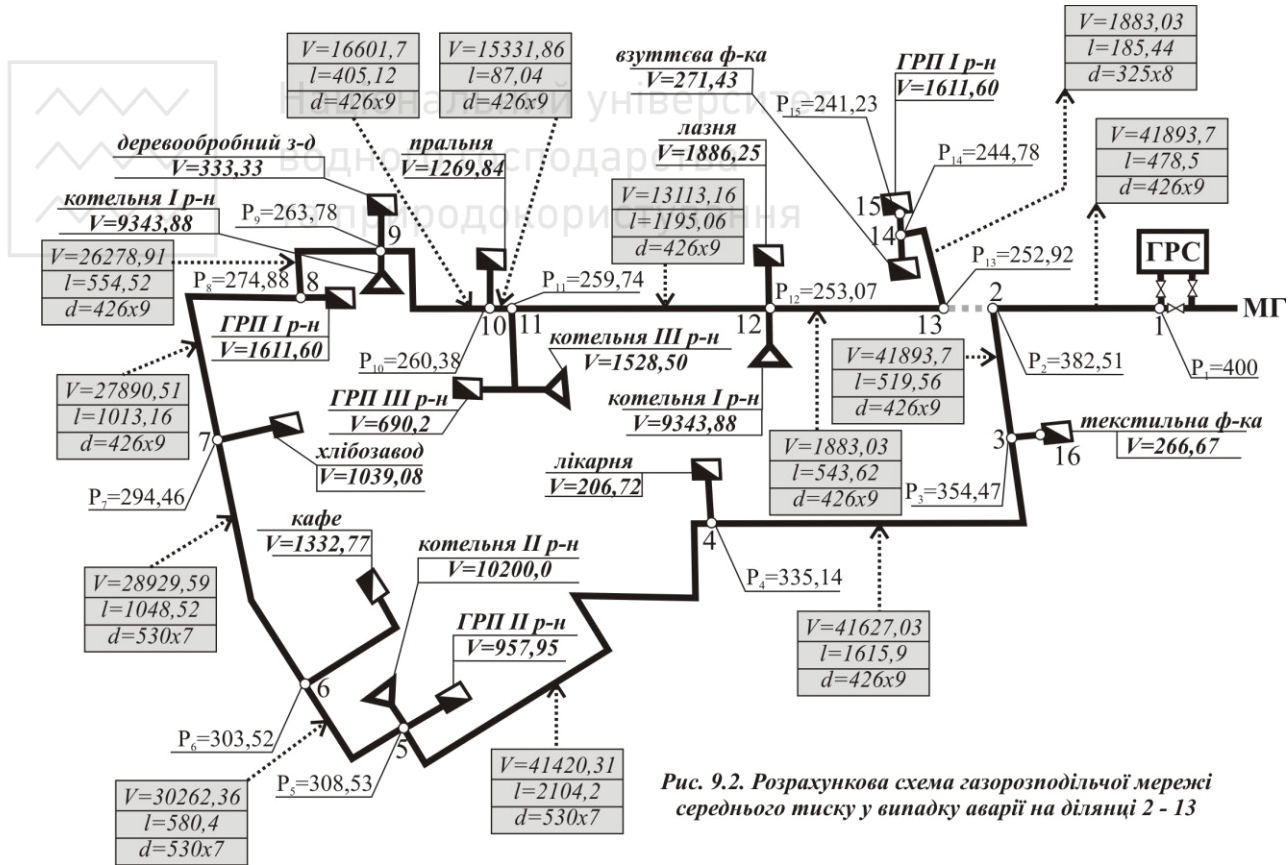


Рис. 9.2. Розрахункова схема газорозподільчої мережі середнього тиску у випадку аварії на ділянці 2 - 13

Гідравлічний розрахунок другого аварійного режиму (аварія на ділянці 2 – 3)

№ ділянки	Довжина, м		Аварійна витрата, $V_{ав}$ , м <sup>3</sup> /год	$d_{xs}$ , мм	$Ax100$ , кПа <sup>2</sup> /100 м	$(P_n - P_k)^2$ , кПа <sup>2</sup>	$P_n^2$ , кПа <sup>2</sup>	$P_k^2$ , кПа <sup>2</sup>	$P_n$ , кПа	$P_k$ , кПа
	геометрична, $L_2$	розрахункова, $L_p$								
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
<b>Головний напрямок</b>										
1-2	681,52	749,7	41893,7	426x9	2600	19491,47	160000	140508,53	400,00	374,84
2-13	185,44	203,98	41893,7	325x8	13000	26517,92	140508,53	113990,61	374,84	337,62
13-12	543,62	597,98	40010,67	426x9	2000	11959,64	113990,61	102030,97	337,62	319,42
12-11	1195,06	1314,57	28780,54	426x9	1220	16037,71	102030,97	85993,26	319,42	293,25
11-10	87,04	95,74	26561,84	426x9	1040	995,74	85993,26	84997,53	293,25	291,54
10-9	405,12	445,63	25292,0	426x9	900	4010,69	84997,53	80986,84	291,54	284,58
9-8	554,52	609,97	15614,79	426x9	340	2073,90	80986,84	78912,93	284,58	280,91
8-7	1013,16	1114,48	14003,19	426x9	300	3343,43	78912,93	75569,50	280,91	274,90
7-6	1048,52	1153,37	12964,11	530x7	80	922,7	75569,50	74646,81	274,90	273,22
6-5	580,4	638,44	11631,34	530x7	60	383,06	74646,81	74263,74	273,22	272,51
5-4	2104,2	2314,62	473,39	530x7	2	46,29	74263,74	74217,45	272,51	272,43
4-3	1615,9	1777,49	266,67	426x9	1	17,77	74217,45	74199,68	272,43	272,40
3-16	12,36	13,59	266,67	426x9	1	0,14	74199,68	74199,54	272,40	272,40

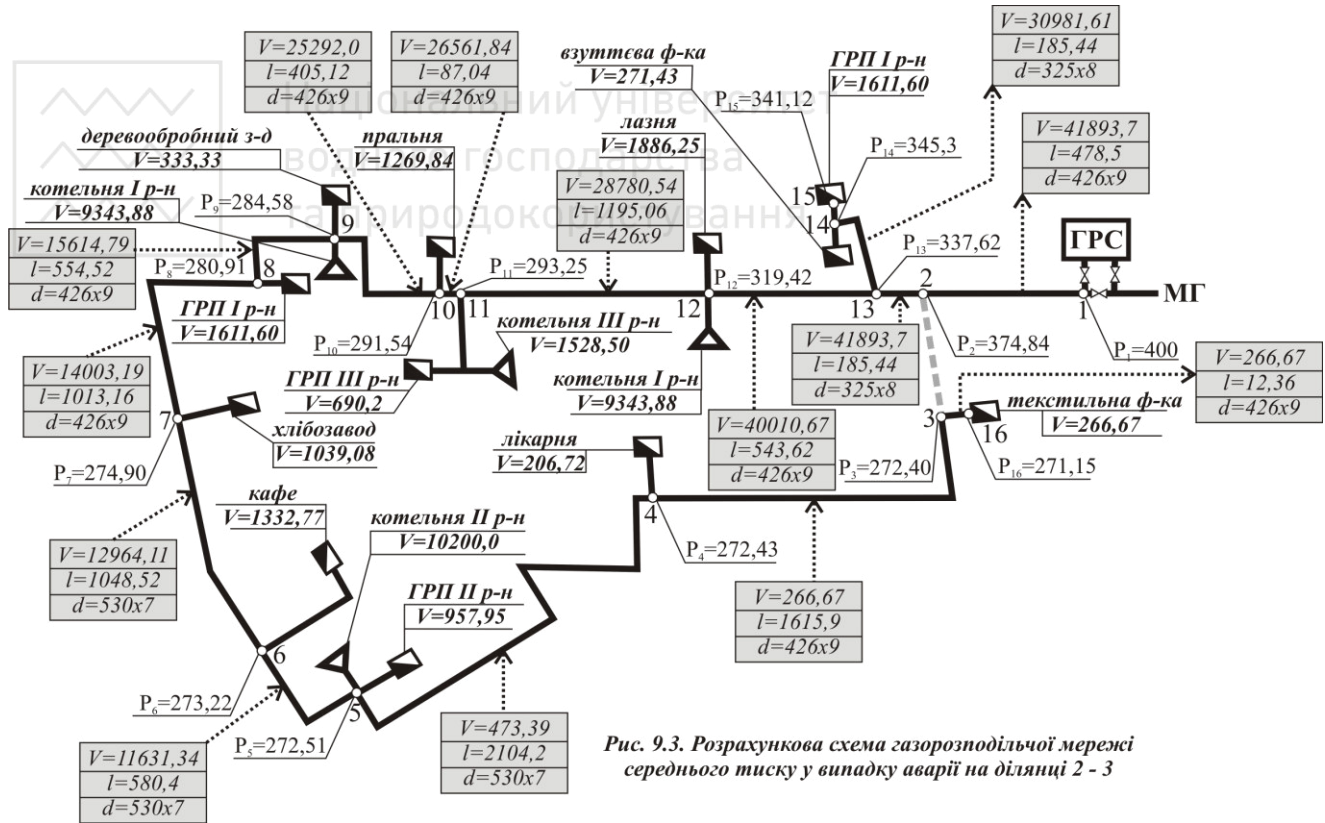


Рис. 9.3. Розрахункова схема газорозподільчої мережі середнього тиску у випадку аварії на ділянці 2 - 3

Таблиця 9.6

Гідравлічний розрахунок газорозподільчої мережі середнього тиску для нормального режиму роботи

№ ділянки	Довжина, м		Попередній розрахунок					$(P_n - P_k)^2 / V$	$P_n^2$ , кПа <sup>2</sup>	$P_k^2$ , кПа <sup>2</sup>	$P_n$ , кПа	$P_k$ , кПа
	геометрична, $L_g$	розрахункова, $L_p$	витрата, $V$ , м <sup>3</sup> /год	$d_{xs}$ , мм	$A \times 100$ , кПа <sup>2</sup> /100 м	$(P_n - P_k)^2$ , кПа <sup>2</sup>						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
1-2	478,5	526,35	53904,88	426x9	4500	23685,75	0,44	160000	136314,25	400,00	369,21	
<b>Перше півкільце (за годинниковою стрілкою)</b>												
2-13	185,44	203,98	30981,61	325x8	5800	11831,07	0,38	136314,25	124483,18	369,21	352,82	
13-12	543,62	597,98	28813,38	426x9	1300	7773,77	0,27	124483,18	116709,41	352,82	341,63	
12-11	1195,06	1314,57	14135,76	426x9	330	4338,07	0,31	116709,41	112371,34	341,63	335,22	
11-10	87,04	95,74	11285,76	426x9	200	191,49	0,02	112371,34	112179,86	335,22	334,93	
10-9	405,12	445,63	9791,83	426x9	170	757,57	0,08	112179,86	111422,28	334,93	333,80	
<b>Друге півкільце (проти годинникової стрілки)</b>												
2-3	519,56	571,5	22923,27	426x9	860	4915,04	0,21	136314,25	131399,31	369,21	362,49	
3-4	1615,9	1777,5	22656,6	426x9	800	14219,92	0,63	131399,31	117179,29	362,49	342,31	
4-5	2104,2	2314,62	22413,4	530x7	270	6249,47	0,28	117179,29	110929,82	342,31	333,06	
5-6	580,4	638,44	7686,4	530x7	30	191,53	0,02	110929,82	110738,29	333,06	332,77	
6-7	1048,52	1153,37	6118,44	530x7	20	230,67	0,04	110738,29	110507,61	332,77	332,43	
7-8	1013,16	1114,5	4896	426x9	39	434,65	0,09	110507,61	110303,64	332,77	332,12	
8-9	554,52	609,97	3000	426x9	13	79,30	0,03	111422,28	111342,99	333,80	333,68	



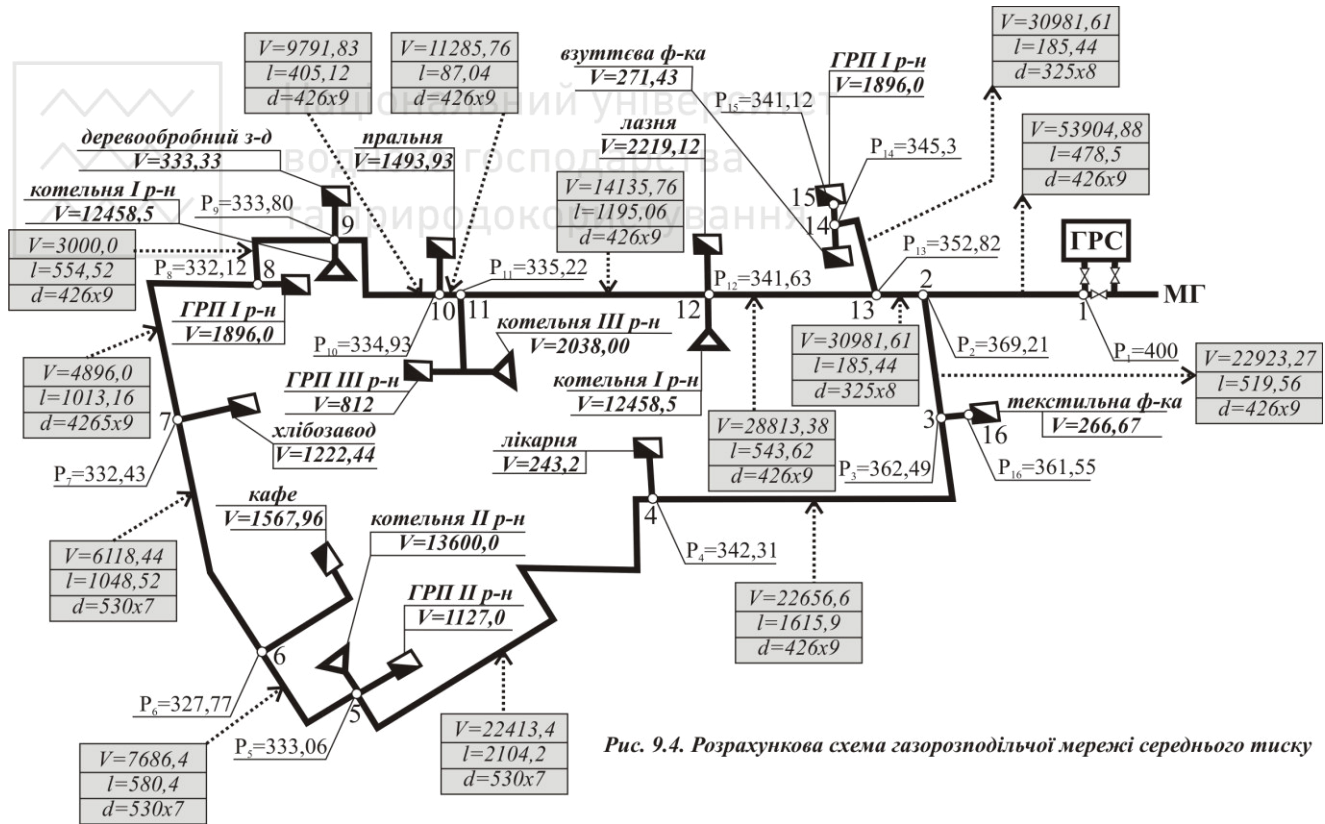


Рис. 9.4. Розрахункова схема газорозподільчої мережі середнього тиску

*Гідравлічний розрахунок відгалужень*

Вихідні дані				Результати розрахунку						
№ ділянки	Геометрична довжина, $L_2$	Розрахункова довжина, $L_p$	витрата, $V$ , м <sup>3</sup> /год	$A_{сер} \times 100$ , кПа <sup>2</sup> /100 м	$dxs$ , мм	$A \times 100$ , кПа <sup>2</sup> /100 м	$(P_n - P_k)^2$ , кПа <sup>2</sup>	$P_n$ , кПа	$P_k$ , кПа	Похибка, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
<b>Напрямок 13-14-15</b>										
13-14	340,92	375,01	1883,03	1555	159x4,5	1180,00	4422	252,92	243,27	
14-15	31,42	34,56	1611,60	1555	133x4	2500,00	864	243,27	241,49	8,7

**9.9. Контрольні питання**

1. Наведіть рівняння для визначення втрат тиску в газопроводах, яке враховує зміну густини газу.
2. Як визначають втрати тиску в місцевих опорах?
3. Які основні принципи попереднього поточкорозподілу у кільцевих мережах середнього та високого тиску.
4. Наведіть принципи гідравлічного розрахунку тупикових газових мереж.
5. Наведіть принципи розрахунку однокільцевої мережі високого тиску.
6. Які особливості розрахунку багатокільцевих мереж високого тиску з врахуванням надійності?



## 10. Гідравлічний розрахунок газорозподільчих мереж низького тиску

### 10.1. Визначення шляхових і розрахункових витрат газу в мережах низького тиску

До мережі низького тиску приєднують споживачів, яких умовно можна поділити на дві групи. Перша група - це житлові і громадські будинки, друга - невеликі котельні, комунально-побутові, сільськогосподарські та інші підприємства з витратою газу до 50...100 м<sup>3</sup>/годину. Для споживачів першої групи приймають рівномірне споживання по довжині ділянки газової мережі [3, стор. 87-91; 16, стор. 30-32, 111-117; 17, стор. 50-59]. Витрату газу споживачами другої групи враховують як зосереджену. Якщо газ рівномірно витрачається під часу руху ділянкою мережі, то таке навантаження називають шляховим, а витрату – шляховою, вона пропорційна довжині ділянки. Шляхову витрату газу віднесено до одиниці довжини газопроводу називають питомою шляховою витратою. Розподіл шляхового навантаження по довжині ділянки має нерівномірний характер: на початку витрата максимальна, а в кінці ділянки вона дорівнює нулю. Тому під час гідравлічного розрахунку використовують розрахункову шляхову витрату.

Еквівалентну витрату газу, під час транспортування якої втрати тиску на ділянці газопроводу дорівнюватимуть фактичним, називають розрахунковою шляховою. Її визначають за формулою, м<sup>3</sup>/год:

$$V_{p.ш} = \alpha \cdot V_{ш} \quad (10.1)$$

Для ділянок газорозподільчих мереж з більш ніж десятьма точками відбору коефіцієнт  $\alpha$  змінюється в межах від 0,5 до 0,6. Відповідно до вимог ДБН «Газопостачання» [1, п. Е.9] значення коефіцієнту приймають рівним 0,5, тоді розрахункова шляхова витрата становитиме  $V_{p.ш} = 0,5 \cdot V_{ш}$ , а фактичну шляхову витрату можна умовно замінити на дві зосереджені по  $0,5 \cdot V_{ш}$  на початку і в кінці ділянки.

Питома шляхова витрата газу залежить від особливості забудови кварталів та мікрорайону.

Якщо в районі є квартали з різною щільністю забудови і різною поверховістю будинків, то для визначення питомої шляхової витрати газу всю територію поділяють на зони, які будуть житивитись



від певних контурів. Для кожної зони розраховують максимальні годинні витрати газу, м<sup>3</sup>/год:

$$V_{i.z} = q_e \cdot P \cdot F, \quad (10.2)$$

де  $q_e$  - питома витрата газу одним жителем, м<sup>3</sup>/(люд·год);  $P$  - густина населення, люд/га;  $F$  - площа зони, га.

Розраховують загальну довжину живильного контуру і визначають питомі шляхові витрати газу для кожного контуру, м<sup>3</sup>/(год·м):

$$q_{i.z} = \frac{V_{i.z}}{\sum L_{dil}}, \quad (10.3)$$

де  $L_{dil}$  - геометрична довжина ділянки, м.

Розрахунок питомих витрат виконують в табличній формі (таблиця 10.1).

Таблиця 10.1

*Питомі шляхові витрати газу*

Номер контуру	Площа зони, га	Густина населення, люд/га	Витрата газу, м <sup>3</sup> /год	Довжина живильного контуру, м	Питома шляхова витрата газу, м <sup>3</sup> /(год·м)
I					
II					
III					

Для районів з однотипною забудовою житлових кварталів питому шляхову витрату визначають для газорозподільчої мережі усього району. Визначення шляхових витрат здійснюють у такій послідовності:

- поділяють територію на райони з однаковим питомих споживанням газу;
- підраховують витрату газу, для цих районів;
- визначають зведену довжину ділянок мережі за формулою, м:

$$L_{зв} = L_2 \cdot K_{нов} \cdot K_{заб}, \quad (10.4)$$

де  $L_2$  - геометрична довжина ділянки, м;  $K_{нов}$  - коефіцієнт поверховості забудови, яку обслуговує одиниця ГРП, для забудови з однаковою кількістю поверхів приймають  $K_{нов} = 1$ ;  $K_{заб}$  - коефіцієнт, що враховує густоту житлової забудови вздовж траси газопроводу, для односторонньої забудови  $K_{заб} = 0,5$ , а для двосторонньої  $K_{заб} = 1$ .



• знаходять питомі шляхові витрати газу,  $\text{м}^3/(\text{год} \cdot \text{м})$ :

$$V_{n.u} = \frac{V_{ГРП} - V_{зос}}{\sum_{i=1}^n L_{зв}}, \quad (10.5)$$

де:  $V_{ГРП}$  – витрата газу ГРП, який живить відповідний район забудови,  $\text{м}^3/\text{год}$ ;  $V_{зос}$  – витрата газу зосередженими споживачами, які приєднані до мережі низького тиску,  $\text{м}^3/\text{год}$ .

- шляхові витрати газу на ділянках для району поділеного на зони визначають за виразом,  $\text{м}^3/\text{год}$ :

$$V_{ш}^i = L_{дiл} \cdot \sum q_{i.з}, \quad (10.6)$$

де  $\sum q_{i.з}$  – сума питомих шляхових витрат газу на ділянці для живлення відповідних зон.

- шляхові витрати газу на ділянках району з однотипною забудовою визначають за виразом,  $\text{м}^3/\text{год}$ :

$$V_{ш}^i = L_{зв} \cdot V_{n.u} \quad (10.7)$$

Розрахункова витрата газу на ділянці складається з транзитної та розрахункової шляхової витрати,  $\text{м}^3/\text{год}$ :

$$V_p = V_m + V_{p.ш} \quad (10.8)$$

або

$$V_p^i = V_m^i + 0,5 \cdot V_{ш}^i, \quad (10.9)$$

де  $V_m$  – транзитна витрата на ділянці,  $\text{м}^3/\text{год}$ ;  $V_{p.ш}$  – розрахункова шляхова витрата газу на ділянці,  $\text{м}^3/\text{год}$ ;  $V_{ш}^i$  – шляхова витрата газу на ділянці,  $\text{м}^3/\text{год}$ .

Транзитна витрата газу розрахункової ділянки – це сума витрат зосередженими споживачами, приєднаними у кінці даної ділянки, транзитних і шляхових витрат подальших ділянок,  $\text{м}^3/\text{год}$ :

$$V_{mp}^i = V_{зос}^i + V_{mp}^{i+1} + V_{ш}^{i+1} \quad (10.10)$$

За відсутності зосереджених споживачів її можна визначити як суму шляхових витрат газу усіх ділянок, на які подається газ від розрахункової ділянки:

$$V_{mp}^i = \sum V_{ш}^i \quad (10.11)$$

Результати розрахунку витрат газу на ділянках зводять в таблицю (таблиця 10.2 або 10.3).



Таблиця 10.2

*Розрахунок витрат газу на ділянках газорозподільчої мережі  
низького тиску*

Номер ділянки	Довжина ділянки, м	Питома шляхова витрата, $\text{м}^3/(\text{м}\cdot\text{ГОД})$	Витрата газу, $\text{м}^3/\text{ГОД}$			
			шляхова, $V_{i,ш}$	$0,5\cdot V_{i,ш}$	транзитна, $V_{i,тр}$	розрахункова, $V_{i,р}$
1	2	3	4	5	6	7

Таблиця 10.3

*Розрахунок витрат газу на ділянках газорозподільчої мережі  
низького тиску*

Номер ділянки	Довжина ділянки	Коефіцієнт забудови	Розрахункова довжина, м	Витрата газу, $\text{м}^3/\text{ГОД}$		
				шляхова, $V_{i,ш}$	транзитна, $V_{i,тр}$	розрахункова, $V_{i,р}$
1	2	3	4	5	6	7

## 10.2. Особливості потокорозподілу в кільцевих мережах низького тиску

Мережа низького тиску повинна бути економічною та надійною. Економічність мережі досягається завдяки повному використанню розрахункового перепаду тиску. Надійність забезпечують кільцюванням основних газопроводів (трубопроводи основних кілець мають однаковий діаметр) [16, стор. 30-32, 111-117; 3, стор. 98-104]. Ступінь кільцювання і конструкція мережі в основному залежать від типу планування і забудови житлових районів.

Найчастіше газорозподільча система низького тиску є змішаною. Поблизу джерела живлення (ГРП) газопроводи доцільно влаштовувати кільцевими, включаючи головні ділянки, що відходять від ГРП. Якщо мережа живиться від двох або більшої кількості ГРП, то закільцьована частина має об'єднувати ці ГРП. Для забезпечення надійності діаметри ділянок кільця повинні бути однаковими або відрізнятись не більше ніж на 15...20%. Під час розрахунку резерв тиску не залишають.

В інших випадках розподіл витрат газу в кільцевих мережах здійснюють так, щоб основна частина транзитних витрат припадала



на головні магістралі. Інші ділянки будуть нести переважно шляхове навантаження.

До кільцевої мережі приєднують тупикові газопроводи, якими подають газ віддаленим споживачам.

### 10.3 Гідралічний розрахунок кільцевих газових мереж

Метою гідралічного розрахунку є визначення діаметрів ділянок мережі за умови найбільш повного використання розрахункового перепаду тиску і транспортування необхідної витрати газу.

Розрахунок кільцевої мережі низького тиску здійснюють в два етапи. На першому етапі розподіляють потоки газу і визначають розрахункові витрати для всіх ділянок мережі, для заданого розрахункового перепаду тиску підбирають діаметри; виконують гідралічне ув'язування мережі, перевіряють ступінь використання розрахункового перепаду тиску і в разі необхідності змінюють окремі діаметри.

На другому етапі для підвищення надійності мережі вирішують задачу взаємного резервування ділянок і уточнюють діаметри основних кілець. Якщо діаметри ділянок змінюють, то весь розрахунок і ув'язку мережі повторюють.

Газорозподільчі мережі низького тиску розраховують на постійний перепад 1200 Па, для садибної забудови дозволено приймати 1500 Па [ 1, п. Е.5].

Початковий тиск на виході з ГРП приймають з розрахунку, що у внутрішніх газопроводах житлових будинків він не повинен перевищувати 3000 Па, а громадських будинків та підприємств побутового обслуговування – 5000 Па. В будь-якому разі діаметр вуличних мереж не повинен бути меншим ніж 32 мм.

Втрати тиску в місцевих опорах приймають в межах 10% від втрат тиску на тертя, тоді середні питомі втрати тиску для кожного напрямку будуть складати, Па/м:

$$R_{сер} = \frac{\Delta P_p}{1,1 \cdot \sum L_{дiл.напр}}, \quad (10.12)$$

де  $\Delta P_p$  - розрахунковий перепад тиску, приймають не більше ніж 1200 Па;  $\sum L_{дiл.напр}$  - сума довжин ділянок розрахункового напрямку руху газу, м.



За витратою газу та середньою питомою втратою тиску по номограмам (додаток 15 або 16) підбирають діаметри для всіх ділянок мережі та визначають дійсні питомі втрати тиску,  $P_{\delta}$ . Для підвищення надійності постачання газу діаметри труб на ділянках кільця мають бути однаковими або відрізнятись не більше ніж на сортамент. Дійсні втрати тиску та його величина у кінці ділянки становитимуть, Па:

$$\Delta P_{\delta}^i = R_{\delta}^i \cdot 1,1 \cdot L_2^i \quad (10.13)$$

$$P_k^i = P_n^i - \Delta P_{\delta}^i \quad (10.14)$$

Діаметри повинні бути підібрані так, щоб кільцева похибка ув'язування втрат тиску для кожного кільця, а також від точок живлення до кінцевих точок в кожному напрямку не була більшою ніж 10%:

$$\delta = \frac{\sum \Delta P^i}{0,5 \cdot \sum |\Delta P^i|} \cdot 100 \leq 10\% \quad (10.15)$$

$$\delta = \frac{\Delta P_p - \sum \Delta P_i}{\Delta P_p} \cdot 100 \leq 10\% \quad (10.16)$$

Якщо кільцева похибка більша ніж 10%, то перерозподіляють потоки газу у кільцевій мережі.

Для мереж низького тиску поправну витрату визначають за формулою, м/год:

$$\Delta V_k = \Delta V_k' + \Delta V_k'' \quad (10.17)$$

$$\Delta V_k' = - \frac{\sum \Delta P_i}{1,75 \cdot \sum \frac{\Delta P_i}{V_i}} \quad (10.18)$$

Нові розрахункові витрати на ділянках, що не мають сусідніх кілець визначають за виразом (9.34).

Для ділянок суміжних кілець поправну витрату визначають за формулою (9.35), а нову розрахункову витрату за формулою (9.36).

Після визначення нових витрат знаходять втрати тиску на кожній ділянці, діаметри труб не змінюють. Відтак розраховують похибку ув'язування усіх кілець та відносні похибки за формулами





(10.15) та (10.16). Якщо похибка перевищує допустиму, то розрахунок повторюють. Результати обчислень наводять в табличній формі (таблиця 10.4).

Якщо проєктом газорозподільчої мережі однаковий діаметр труб не був передбачений, то ув'язування кілець виконують зміною діаметра труб на окремих ділянках кільця. Якщо похибка більша ніж +10%, то діаметри труб на ділянках з напрямком руху газу за годинниковою стрілкою необхідно збільшити. І, навпаки, якщо вона менша ніж -10%, то необхідно збільшити діаметри труб на ділянках з напрямком руху газу проти годинникової стрілки.

Таблиця 10.4

*Гідравлічний розрахунок газорозподільчої мережі низького тиску*

Номер кільця	Номер ділянки	Номер суміжного кільця	Довжина ділянки, м	Розрахункова витрата, м <sup>3</sup> /год	Діаметр, м	Питомі втрати тиску, R, кПа/м	Дійсні втрати тиску, кПа	Кінцевий тиск, кПа
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Кільцеві ділянки								
I								
II								
Тупикові ділянки								
-		-						

Розрахунковий перепад тиску для відгалужень (тупикових ділянок) буде дорівнювати різниці тисків у точках приєднання відгалуження та кінцевій. Якщо тиск на виході з ГРП становить  $P_n = 3000$  Па, то кінцевий тиск буде складати  $P_k = 1800$  Па.



## 10.4. Розрахунок розгалужених мереж

Розгалужені газорозподільчі мережі розраховують на повне використання перепаду тиску [3, стор. 93-98].

Визначення розрахункових витрат газу починають з кінцевих ділянок, попередньо знаходять шляхові та вузлові витрати (формули 10.2 – 10.11). Перед початком розрахунку намічають всі шляхи руху газу від початкової до кінцевих точок - гідравлічні ланцюги. Обчислюють середні питомі втрати тиску для кожного гідравлічного ланцюга за формулою (10.12).

Розрахунок діаметрів починають з найбільш довгого ланцюга. За таблицями для гідравлічного розрахунку або номограмою за розрахунковою витратою і середньою питомою втратою тиску визначають діаметр і фактичну питому втрату тиску. Діаметр приймають так, щоб фактичні втрати тиску на ділянці якомога точно відповідали розрахунковим. Визначають розрахункові втрати тиску на ділянці і тиск газу у вузлових точках (формули 10.13-10.14).

Після визначення діаметрів найбільш довгого ланцюга переходять до розрахунку інших напрямків, діаметри та втрати тиску спільних ділянок залишають без змін.

Ступінь використання розрахункового перепаду тиску обчислюють за формулою (10.16). Похибка повинна бути не більше ніж 10%. Якщо ця умова не виконується, то на окремих ділянках змінюють діаметр.

## 10.5. Приклади розрахунку

**Приклад 10.1.** Визначити шляхову витрату газу на ділянках газорозподільчої мережі низького тиску, якою газ подають у житлові будинки.

Вихідні дані: ГРП подає газ у мережу низького тиску з витратою  $812 \text{ м}^2/\text{год}$ ; геометрична довжина ділянок і коефіцієнт забудови наведено у таблиці 10.5.

Рішення:

1. Визначають зведену довжину за формулою (10.4). Коефіцієнт забудови приймають для двосторонньої забудови вздовж вулиці рівним 1,0, а для односторонньої – 0,5, наприклад, для ділянки 4-5:



$$L_{зб} = 241,74 \cdot 0,5 = 120,87 \quad (\text{м})$$

2. Питома шляхова витрата газу за формулою (10.5), буде дорівнювати:

$$V_{н.ш} = \frac{812}{3989,4} = 0,204 \quad (\text{м}^3/(\text{Год} \cdot \text{м}))$$

3. Шляхова витрата газу за формулою (10.7), наприклад, для ділянки 1 – 2:

$$V_{ш} = 53,02 \cdot 0,204 = 10,79 \quad (\text{м}^3/\text{Год})$$

Результати розрахунків наведено в таблиці 10.5.

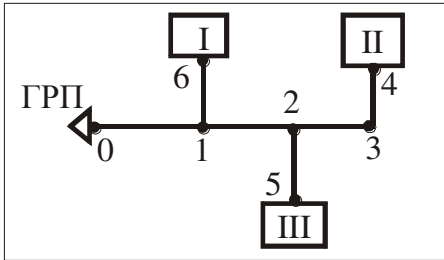
Таблиця 10.5

Розрахунок шляхових витрат газу

Вихідні дані			Результати розрахунку	
№ ділянки	Геометрична довжина, $L_e$ , м	Коефіцієнт забудови, $K_{зab}$	Зведена довжина, $L_{зб}$ , м	Шляхова витрата, $V_{ш}$ , $\text{м}^3/\text{Год}$
1	2	3	4	5
1-2	53,02	1	53,02	10,79
2-3	388,32	1	388,32	79,04
3-4	188,60	1	188,60	38,39
4-5	241,74	0,5	120,87	24,60
1-8	372,80	1	372,80	75,88
8-11	410,80	0,5	205,40	41,81
9-10	188,60	0,5	94,30	19,19
2-6	410,80	1	410,80	83,61
6-7	241,74	0,5	120,87	24,60
12-7	410,80	0,5	205,40	41,81
3-9	431,46	1	431,46	87,82
3-13	241,74	1	241,74	49,20
2-12	241,74	1	241,74	49,20
12-13	388,32	0,5	194,16	39,52
13-5	188,60	0,5	94,30	19,19
4-10	431,46	0,5	215,73	43,91
6-11	431,46	0,5	215,73	43,91
8-9	388,32	0,5	194,16	39,52
$\Sigma$			3989,40	



**Приклад 10.2.** Визначити розрахункові витрати газу на ділянках мережі низького тиску, яка зображена на схемі (рис.10.1).



*Рис. 10.1. Схема газорозподільчої мережі низького тиску до прикладу 10.2*

Вихідні дані: витрати газу зосередженими споживачами:  $V_I = 216 \text{ м}^3/\text{год}$ ,  $V_{II} = 252 \text{ м}^3/\text{год}$ ,  $V_{III} = 72 \text{ м}^3/\text{год}$ . Шляхові витрати газу на ділянках становлять:  $V_{ш}^{0-1} = 36 \text{ м}^3/\text{год}$ ;  $V_{ш}^{1-2} = 10,8 \text{ м}^3/\text{год}$ ;  $V_{ш}^{2-3} = 72 \text{ м}^3/\text{год}$ ;  $V_{ш}^{3-4} = 0 \text{ м}^3/\text{год}$ ;  $V_{ш}^{1-6} = 54 \text{ м}^3/\text{год}$ ;  $V_{ш}^{2-5} = 72 \text{ м}^3/\text{год}$ .

Рішення:

1. Визначають розрахункові шляхові витрати газу для кожної ділянки за формулою (10.1):

$$V_{p,ш}^{0-1} = 36 \cdot 0,5 = 18 \text{ (м}^3/\text{год)};$$

$$V_{p,ш}^{1-2} = 10,8 \cdot 0,5 = 5,4 \text{ (м}^3/\text{год)};$$

$$V_{p,ш}^{2-3} = 72 \cdot 0,5 = 36 \text{ (м}^3/\text{год)};$$

$$V_{p,ш}^{3-4} = 0 \cdot 0,5 = 0 \text{ (м}^3/\text{год)};$$

$$V_{p,ш}^{1-6} = 54 \cdot 0,5 = 27 \text{ (м}^3/\text{год)};$$

$$V_{p,ш}^{2-5} = 72 \cdot 0,5 = 36 \text{ (м}^3/\text{год)}.$$

2. Розрахункові витрати газу кінцевих ділянок обчислюють за формулами (10.8) та (10.10):

$$V_p^{3-4} = 0 + 252 = 252 \text{ (м}^3/\text{год)};$$

$$V_p^{2-5} = 36 + 72 = 108 \text{ (м}^3/\text{год)};$$

$$V_p^{1-6} = 27 + 216 = 243 \text{ (м}^3/\text{год)}.$$

3. Визначають розрахункові витрати газу для інших ділянок за формулами (10.8) та (10.10):

$$V_p^{2-3} = 36 + 0 + 252 = 288 \text{ (м}^3/\text{год)};$$

$$V_p^{1-2} = 5,4 + 72 + 0 + 72 + 252 + 72 = 473,4 \text{ (м}^3/\text{год)};$$

$$V_p^{0-1} = 18 + 10,8 + 54 + 72 + 0 + 72 + 216 + 252 + 72 = 766,8 \text{ (м}^3/\text{год)}.$$



**Приклад 10.3.** Виконати розрахунок мережі низького тиску, схема якої наведена на рисунку 10.2, в напрямку 1-2-3-4-10 і визначити діаметри трубопроводів.

Вихідні дані: початковий тиск  $P_n = 3000$  Па; тиск у кінцевих точках  $P_k = 1800$  Па; розрахунковий перепад тиску  $\Delta P = 1200$  Па; довжини ділянок та розрахункові витрати наведено в таблиці 10.5; труби сталеві.

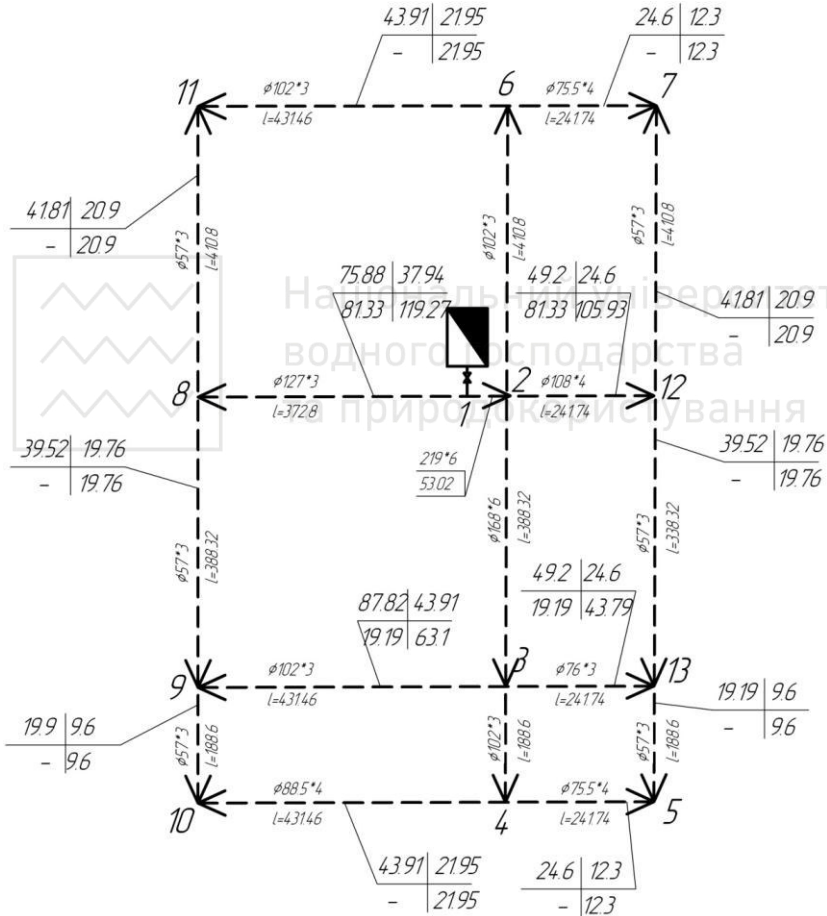


Рис. 10.2. Схема газорозподільчої мережі низького тиску до прикладів 10.3 і 10.4



**Рішення:**

1. Визначають середні розрахункові питомі втрати тиску за формулою (10.12):

$$R_{сер} = \frac{1200}{1,1 \cdot (53,02 + 388,32 + 188,6 + 431,46)} = 1,028 \text{ (Па/м)}$$

2. За відомою середньою питомою втратою тиску та витратою по номограмі для гідравлічного розрахунку сталевих газопроводів визначають діаметр труби та фактичну питому втрату тиску. Знаходять втрати тиску на ділянці за формулою (10.13). Наприклад, для ділянки 1-2:

$$\Delta P_{\partial}^i = 1,15 \cdot 1,1 \cdot 53,02 = 67,07 \text{ (Па)}$$

3. Визначаємо тиск газу у розрахункових точках за формулою (10.14). Для ділянки 1-2:

$$P_k = 3000 - 67,07 = 2932,93 \text{ (Па)}$$

Результати розрахунку наведено у таблиці 10.6.

4. Ступінь використання розрахункового перепаду тиску (формула (10.16)) для напрямку 1-2-3-4-10:

$$\delta = \frac{1200 - (3000 - 1749,21)}{1200} \cdot 100 = -4,23 \text{ (\%)}$$

Оскільки похибка менше ніж 10%, то розрахунок виконано правильно.

**Приклад 10.4.** Виконати розрахунок багатокільцевої мережі низького тиску з сталевих труб, схема якої наведена на рис. 10.2 (див. приклад 10.3.) і визначити діаметри трубопроводів.

**Вихідні дані:** початковий тиск  $P_n = 3000$  Па; тиск у кінцевих точках  $P_k = 1800$  Па; розрахунковий перепад тиску  $\Delta P = 1200$  Па; Довжини ділянок наведено в таблиці 10.5, шляхові витрати газу на ділянках вказано на схемі (рис. 10.2).

**Рішення:**

1. Визначають основні і вторинні напрями потоків газу в мережі та перемички. Основними прийнято напрями 1-2-3-4-10 та 1-8-9-10, вторинними 2-12-13-5 та 2-6-11. Перемичками - ділянки 12-7, 6-7, 3-13, 4-5, 3-9, 8-11.



2. Розрахункові витрати газу на ділянках обчислені аналогічно прикладу 10.2.

3. Середні питомі втрати тиску для кожного напрямку знайдено за формулою (10.12).

Для напрямку 1-2-3-4-10:

$$R_{сер} = \frac{1200}{1,1 \cdot (53,02 + 388,32 + 188,6 + 431,46)} = 1,028 \text{ (Па/м)}$$

Для напрямку 1-8-9-10:

$$R_{сер} = \frac{1200}{1,1 \cdot (372,8 + 388,32 + 188,6)} = 1,149 \text{ (Па/м)}$$

Для напрямку 2-12-13-5:

$$R_{сер} = \frac{1200}{1,1 \cdot (241,74 + 388,32 + 188,6)} = 1,333 \text{ (Па/м)}$$

Для напрямку 2-6-11:

$$R_{сер} = \frac{1200}{1,1 \cdot (410,8 + 431,46)} = 1,295 \text{ (Па/м)}$$

4. За обчисленою середньою питомою втратою тиску та витратою по номограмі для гідравлічного розрахунку сталевих газопроводів визначають діаметр, фактичну питому втрату тиску та розраховують втрати тиску на ділянці за формулою (10.13). Наприклад, для ділянки 1-2:

$$\Delta P_{\partial}^i = 1,15 \cdot 1,1 \cdot 53,02 = 67,07 \text{ (Па)}$$

5. Тиск газу у розрахункових точках знаходять за формулою (10.14). Для ділянки 1-2:

$$P_{к} = 3000 - 67,07 = 2932,93 \text{ (Па)}$$

Результати розрахунку наведені в таблиці (10.7).

Гідравлічний розрахунок мережі низького тиску

Вихідні дані				Результати розрахунку				
№ ділянки	Геометрична довжина, $L_2$	Розрахункова довжина, $L_p$	Витрата, $V$ , м <sup>3</sup> /год	$D*S$ , мм	Питомі втрати тиску, $R$ , Па/м	$\Delta P_\partial$ , Па	$P_n$ , Па	$P_k$ , Па
<b>Напряв 1-2-3-4-10</b>								
1-2	53,02	58,32	649,39	219x6	1,15	67,07	3000	2932,93
2-3	388,32	427,15	321,82	168x6	1,35	576,66	2932,93	2356,28
3-4	188,60	207,46	87,70	102x3	2,40	497,90	2356,28	1858,37
4-10	431,46	474,61	21,95	88,5x4	0,23	109,16	1858,37	1749,21
		1167,54						

Гідравлічний розрахунок кільцевої мережі низького тиску

№ ділянки	Геометрична довжина, $L_2$	Розрахункова довжина, $L_p$	Витрата, $V$ , м <sup>3</sup> /год	$D*S$ , мм	Питомі втрати тиску, $R$ , Па/м	$(P_n - P_k)^2$	$P_n$ , Па	$P_k$ , Па
<b>Напряв 1-2-3-4-10</b>								
1-2	53,02	58,32	649,39	219x6	1,15	67,07	3000	2932,93
2-3	388,32	427,15	321,82	168x6	1,35	576,66	2932,93	2356,28
3-4	188,60	207,46	87,70	102x3	2,40	497,90	2356,28	1858,37
4-10	431,46	474,61	21,95	88,5x4	0,23	109,16	1858,37	1749,21



продовження табл.10.7

№ ділянки	Геометрична довжина, $L_2$	Розрахункова довжина, $L_p$	Витрата, $V$ , м <sup>3</sup> /год	$D*S$ , мм	Питомі втрати тиску, $R$ , Па/м	$(P_n - P_k)^2$	$P_n$ , Па	$P_k$ , Па
<b>Напряг 1-8-9-10</b>								
1-8	372,80	410,08	119,27	127x3	0,85	348,57	3000	2651,43
8-9	388,32	427,15	19,76	57x3	1,55	662,09	2651,43	1989,35
9-10	188,60	207,46	9,60	57x3	0,4	82,98	1989,35	1906,36
<b>Напряг 2-12-13-5</b>								
2-12	241,74	265,91	105,93	108x4	1,4	372,28	2932,93	2560,65
12-13	388,32	427,15	19,76	57x3	1,5	640,73	2560,65	1919,92
13-5	188,60	207,46	9,60	57x3	0,4	82,98	1919,92	1836,94
<b>Напряг 2-6-11</b>								
2-6	410,80	451,88	110,32	102x3	2,4	1084,51	2932,93	1848,42
6-11	431,46	474,61	21,95	102x3	0,11	52,21	1848,42	1796,21
<b>Перемичка 12-7</b>								
12-7	410,80	451,88	20,90	57x3	1,7	768,20	2560,65	1792,45
<b>Перемичка 6-7</b>								
6-7	241,74	265,91	12,30	75,5x4	0,18	47,86	1848,42	1800,55
<b>Перемичка 3-13</b>								
3-13	241,74	265,91	43,79	76x3	1,85	491,94	2356,28	1864,33
<b>Перемичка 4-5</b>								
4-5	241,74	265,91	12,30	75,5x4	0,2	53,18	1858,37	1805,19
<b>Перемичка 3-9</b>								
3-9	431,46	474,61	63,10	102x3	0,99	469,86	2356,28	1886,42
<b>Перемичка 8-11</b>								
8-11	410,80	451,88	20,90	57x3	1,7	768,20	2651,43	1883,24



6. Ступінь використання розрахункового перепаду тиску за формулою (10.16).

Для напрямку 1-2-3-4-10:

$$\delta = \frac{1200 - (3000 - 1749,21)}{1200} \cdot 100 = -4,23 \text{ (\%)}$$

Для напрямку 1-8-9-10:

$$\delta = \frac{1200 - (3000 - 1906,36)}{1200} \cdot 100 = 8,86 \text{ (\%)}$$

Для напрямку 2-12-13-5:

$$\delta = \frac{1200 - (3000 - 1836,94)}{1200} \cdot 100 = 3,08 \text{ (\%)}$$

Для напрямку 2-6-11:

$$\delta = \frac{1200 - (3000 - 1796,21)}{1200} \cdot 100 = -0,32 \text{ (\%)}$$

Оскільки похибка менше ніж 10%, то розрахунок напрямів виконаний правильно.

7. Визначають похибку ув'язування кілець за формулою (10.15).

Для кільця 7-12-2-6-7:

$$\delta = \frac{-8,099}{1136,43} \cdot 100 = -0,71 \text{ (\%)}$$

Для кільця 11-8-2-1-6-11:

$$\delta = \frac{-87,02}{985,99} \cdot 100 = -8,83 \text{ (\%)}$$

Для кільця 2-12-13-3-2:

$$\delta = \frac{-55,59}{1040,8} \cdot 100 = -5,34 \text{ (\%)}$$

Для кільця 1-2-3-9-8-1:

$$\delta = \frac{102,93}{1062,12} \cdot 100 = 9,69 \text{ (\%)}$$

Для кільця 3-13-5-4-3:

$$\delta = \frac{23,84}{563} \cdot 100 = 4,23 \text{ (\%)}$$



Для кільця 3-4-10-9-3:

$$\delta = \frac{54,22}{579,95} \cdot 100 = 9,35 \text{ (\%)}$$

Для всіх кілець похибка ув'язування менше ніж 10% - розрахунок виконано правильно.

## 10.6. Контрольні питання

1. Наведіть принципи гідравлічного розрахунку тупикових газових мереж.
2. Як визначають розрахункові витрати газу на ділянках газорозподільчої мережі низького тиску?
3. Яку витрату називають шляховою?
4. Яку витрату називають розрахунковою шляховою?
5. Наведіть принципи розрахунку кільцевої мережі низького тиску з тупиковими відгалуженнями.
6. Що називають питомою втратою тиску?
7. Яка умова має бути дотримана при розрахунку розгалужених мереж?
8. Які умови мають бути дотримані при розрахунку кільцевих мереж?
9. В чому полягає особливість розрахунку відгалужень?



## 11. Внутрішні системи газопостачання житлових будинків.

### Газові прилади та обладнання

#### 11.1. Влаштування систем газопостачання житлових будинків

До складу системи газопостачання житлових і громадських будинків входять: відгалуження від вуличних газопроводів мережі низького або середнього тиску (газопровід-ввід), вводи в будинки, внутрішні системи та газове обладнання, встановлене в квартирах [17, стор. 63-65; 16, стор. 46-48, 117-132; 3, стор. 401-402].

Тиск газу у внутрішніх газопроводах житлових будинків не повинен бути більшим ніж 3,0 кПа, а громадських будинків і підприємств побутового обслуговування населення невиробничого характеру не більше ніж 5,0 кПа [1, п. 2.5].

Ділянку газопроводу від перекривальної арматури, встановленої зовні будинку, до внутрішнього трубопроводу разом з ділянкою, прокладеною у футлярі крізь стіну будинку, називають ввідним газопроводом [1, дод. А].

Внутрішній газопровід - це система трубопроводів від газопроводу-вводу (якщо перекривальна арматура встановлена всередині будинку) або від ввідного газопроводу до місця підключення газового приладу [1, дод. А]. Внутрішній газопровід включає розподільчий трубопровід, стояки, квартирні підведення, газові прилади і арматуру. Внутрішні системи прокладають зі сталевих труб [1, п. 6.3]: водогазопровідних за ГОСТ 3262-75, електрозварних прямошовних (ГОСТ 10704-91). З'єднують труби зварюванням. Розніми (нарізні та фланцеві з'єднання) передбачають лише в місцях встановлення запірної арматури та газових приладів [1, п. 6.5]. Дозволено приєднувати побутові газові прилади і лічильники металевими рукавами [1, п. 6.4].

Газопровід-ввід прокладають як з сталевих так і з поліетиленових труб (ДСТУ Б В.2.7-73-98) [10, п. 5.12].

В місцях проходження газопроводу крізь перекриття встановлюють футляр, кінці якого мають виступати за межі перекриття з обох боків не менше ніж на 3 см [1, п. 6.7, 6.22].

Газопровід-ввід проектує тупиковим, від якого до кожного будинку прокладають один ввід, котрий влаштовують біля глухої стіни.



Розподільчий газопровід проходить по периметру будинку, вище вікон першого поверху. До нього підключають вводи у кожне приміщення, де встановлено газові прилади.

Всередині будинків труби, що транспортують газ, прокладають відкрито; допускається прокладання в борознах стін, закритих щитами, які легко знімаються і мають отвори для вентиляції [1, п.6.6].

Газопроводи у житлових будинках мають проходити по нежилых приміщеннях. В старій забудові допускають прокладання через житлові кімнати транзитних газопроводів низького тиску та підведень до топок опалювальних печей, розташованих з боку житлових приміщень, до опалювальних апаратів конвекційного типу. Транзитні газопроводи в межах житлових приміщень не повинні мати нарізних з'єднань та арматури [1, п.6.16].

В приміщеннях газопроводи прокладають на висоті не менше ніж 2,2 м від рівня підлоги до низу газопроводу [1, п.6.15].

Газові стояки багатоповерхових будинків розміщують в кухнях. Не допускається прокладати стояки газопроводів та транзитні газопроводи в санітарних вузлах та у сходових клітках [1, п.6.16].

Для комерційного обліку спожитого газу встановлюють газові лічильники на вході: в громадський або індивідуальний житловий будинок; в підприємство комунально-побутового обслуговування населення; в окрему квартиру багатоквартирного будинку; перед кожним газовикористовувальним приладом чи апаратом [1, п.6.105-6.108].

Запірну арматуру встановлюють на газових стояках, які обслуговують більше п'яти поверхів, на вводи в квартиру перед газовим лічильником та перед кожним газовим приладом [1, п.6.17].

В житлових будинках дозволено встановлювати побутові газові плити і водонагрівники, установки для квартирної опалювання [1, п.6.27]. Встановлення побутових газових плит, газових приладів для опалювання і гарячого водопостачання з герметичною камерою згоряння і відведенням продуктів горіння крізь зовнішню стіну дозволене в будинках заввишки не більше ніж 10 поверхів [1, п.6.34]. Нагрівники для гарячого водопостачання та опалювальне устаткування з відведенням продуктів горіння в димовий канал можна встановлювати лише в будинках до п'яти поверхів заввишки.

Побутове та опалювальне газове устаткування можна встановлювати в громадських будинках та прибудованих до них приміщеннях окрім дитячих дошкільних і шкільних закладів,

лікарень та полклінік, спальних корпусів санаторіїв, дитячих оздоровчих закладів та шкіл-інтернатів культурних і культових закладів та інших будинків і прибудов з можливим одночасним перебуванням в них 50 і більше осіб [1, п. 6.54]. У вбудованих в житлові будинки приміщеннях і прибудовах до них, де розміщені невеликі комунально-побутові споживачі: підприємства громадського харчування, побутового обслуговування населення, медичні заклади тощо - також дозволено розміщувати опалювальне обладнання та побутові газові прилади. Їх встановлюють в окремих приміщеннях з дотриманням відповідних вимог [1, п. 6.40, п. 6.54].

Розміщення газових приладів не дозволене: в коридорах загального користування; в санітарних вузлах; у гуртожитках усіх типів; в приміщеннях, які не мають вікна з кватиркою (фрамугою), будинків будь якого призначення; в підвальних поверхах, а у випадку газопостачання скрапленими вуглеводневими сумішами (СВС), в підвалах і цокольних поверхах будинків [1, п. 6.2].

Якщо в підвалі приватного індивідуального житлового будинку є вікно з кватиркою або фрамугою, то в ньому можна встановлювати опалювальне устаткування, яке працює на природному газі [1, п. 6.2].

## 11.2. Характеристика газових приладів

До побутових газових приладів відносять: газові плити, духові шафи, швидкісні та емкісні водонагрівники, опалювальні котли, конвектори, калорифери, каміни та інші [16, стор. 48-54; 121-127; 3, стор. 406-413]. За призначенням прилади поділяють на такі групи [6, стор. 332; 9, стор. 343]:

- для приготування їжі;
- для гарячого водопостачання;
- для опалювання приміщень;
- спеціального призначення (автономні пічні пальники, пальники інфрачервоного випромінювання)

Газові прилади характеризують такими параметрами [6, стор. 331; 9, стор. 342]:

- тепловим навантаженням (потужністю) – кількістю теплоти газу, яка витрачається одним приладом, кВт;
- тепловою продуктивністю - кількістю корисно використаного тепла, яке передається тілу (середовищу), що нагрівається;



- коефіцієнтом корисної дії - відношенням продуктивності до теплового навантаження.

Номинальним називають навантаження, з яким газовий прилад працює найбільш ефективно (найбільші к.к.д. та повнота спалювання), без небезпечних теплових напруг в конструктивних елементах, які скорочують встановлений термін роботи приладу.

Гранична (максимальна) теплова потужність перевищує номінальну не більше ніж на 20%, вона не повинна суттєво погіршувати показники роботи (к.к.д., повноту спалювання).

Безпечність приладів оцінюють повнотою спалювання газу та стійкістю роботи газових пальників [6, стор. 331].

Газові прилади обладнують ежекційними пальниками низького тиску атмосферного типу. Частина повітря (первинне повітря), необхідного для горіння, підмішується до газу, що виходить з сопел, а інша частина (вторинне повітря) надходить безпосередньо з навколишнього середовища.

Побутові газові плити використовують для приготування їжі та нагрівання води. Їх випускають згідно вимог ДСТУ 2204-93 і класифікують за:

- числом пальників (з двома, трьома і чотирма пальниками);
- способом встановлення (на підлозі, на столі);
- виконанням (звичайні та підвищеної комфортності);
- компонованням з кухонними меблями (окремо розміщені та вбудовані).

Газові плити оснащують пальниками малої, звичайної і підвищеної потужності, які призначені для спалювання природного (з номінальним тиском газу 1,3 або 2,0 кПа) і скрапленого вуглеводневого (з номінальним тиском 3,0 кПа) газу.

Для переведення газового приладу з одного газу на інший, (наприклад, з іншою теплою спалювання, густиною або тиском газу перед соплом) виконують перерахунок діаметра сопла [16, стор. 52] за формулою, мм:

$$d_2 = d_1 \cdot \sqrt{\frac{V_2}{V_1}} \cdot \sqrt{\frac{\rho_1 \cdot P_2}{\rho_2 \cdot P_1}}, \quad (11.1)$$

де  $d_1$  - діаметр отвору сопла до зміни типу газу, мм;  $d_2$  - те ж, у нових умовах;  $V_1$ ,  $\rho_1$ , та  $P_1$  - відповідно, витрата газу, м<sup>3</sup>/год, його



густина,  $\text{кг/м}^3$ , і тиск, кПа, перед соплом за попередніх умов;  $V_2$ ,  $\rho_2$ ,  $P_2$ , - те ж за нових.

Якщо в будинку немає централізованого гарячого водопостачання, то для задоволення потреб у гарячій воді встановлюють проточні газові водонагрівники типу ВПГ виготовлені за ДСТУ 2356-94. Вони призначені для нагрівання холодної водопровідної води на  $45^\circ\text{C}$  з витратою від 5,5 до 7,6 л/с. Всі моделі апаратів призначені для спалювання як природного, так і скрапленого вуглеводневого газу. Якщо параметри газу, на які розрахована конструкція пальника (вони вказані в паспорті приладу), змінюються, то сопло пальника також необхідно замінити. Від водонагрівника типу ВПГ продукти горіння відводяться в димохід. Прилад має систему автоматики, яка забезпечує блокування газу в разі відсутності тяги, припинення подачі або зменшення тиску води, загасання запальника.

Для індивідуальних будинків, квартир або окремих приміщень використовують опалювальні апарати з водяним контуром типу АОГВ виготовлені за ДСТУ 2205-93. Вони призначені для нагрівання води до температури  $50\text{...}90^\circ\text{C}$ , і оснащені терморегулятором, який автоматично підтримує задану температуру.

Комбіновані апарати типу АКГВ використовують і для опалювання, і для гарячого водопостачання приміщень. Теплообмінник приладу дозволяє отримувати гарячу воду з температурою не менше ніж  $45\text{...}50^\circ\text{C}$  і витратою від 2,2 до 5,5 л/с. В теплий період року апарат може працювати лише в режимі гарячого водопостачання.

Прилади АОГВ і АКГВ працюють і на природному, і на скрапленому газі. Вони оснащені автоматикою безпеки, яка перекидає газ, якщо не має тяги в димоході, зменшується розрідження у ньому, або загасає запальник.

Для потреб опалювання і гарячого водопостачання окремих будинків, квартир і приміщень використовують й інші сталеві та чавунні газові опалювальні прилади, котли різних виробників і типів. Найбільш широко представлені в Україні такі торгові марки як Bosch, Lamborghini, Viessmann та інші. Технічна характеристика такого устаткування вказана у його паспортній документації. Здебільшого, це водяні низькотемпературні (до  $95\text{...}110^\circ\text{C}$ ) сталеві і





чавунні прилади, призначені для спалювання природного газу низького тиску в атмосферних ежекційних пальниках, а також в пальниках з примусовою подачею повітря (вентиляторних пальниках).

### 11.3. Вимоги до розміщення газових приладів і обладнання

Газові прилади в приміщеннях житлових будинків розміщують з урахуванням нормативних вимог і рекомендацій заводів-виробників.

Газові плити в житлових будинках встановлюють в приміщеннях кухонь висотою не менше ніж 2,2 м, які мають вікно з кватиркою (фрамугою) або конструкцією жалюзійного типу, витяжний вентиляційний канал та природне освітлення [1, п. 6.28]. Внутрішній об'єм кухні повинен бути [1, п. 6.28]:

- для газової плити з двома пальниками не менше ніж  $8 \text{ м}^3$ ;
- для газової плити з трьома пальниками не менше ніж  $12 \text{ м}^3$ ;
- для газової плити з чотирма пальниками не менше ніж  $15 \text{ м}^3$ .

В окремих випадках для існуючих житлових будинків дозволено встановлювати газові плити в приміщеннях недостатньої висоти або без вентиляційного каналу за умови дотримання додаткових вимог ДБН [1, п. 6.29-6.31]. Окрім зазначених норм у приміщеннях громадських будинків необхідно забезпечити загальну обмінну припливно-витяжну вентиляцію не менше ніж з трикратним повітрообміном [1, п. 6.55].

В кухнях також встановлюють проточні газові водонагрівники з відводом продуктів горіння в димохід. Об'єм кухні, де встановлено і плиту і водонагрівник, не збільшують і приймають за типом газової плити [1, п. 6.35].

Водонагрівники, опалювальні котли та апарати з відведенням продуктів горіння в димохід або крізь зовнішню стіну будинку встановлюють в кухнях або у відокремлених нежилых приміщеннях, призначених для такого устаткування і які відповідають необхідним вимогам [1, п. 6.37].

Опалювальні апарати конвекційного типу з герметичною камерою згоряння і відводом продуктів крізь зовнішню стіну будинку потужністю до 7,5 кВт можна встановлювати в житлових приміщеннях [1, п. 6.37].



Газове опалювальне устаткування сумарною тепловою потужністю до 30 кВт дозволено встановлювати в приміщенні кухні (незалежно від наявності плити та проточного водонагрівника) або у відокремленому приміщенні з відведенням продуктів горіння у димохід або крізь зовнішню стіну будинку. Якщо від такого обладнання продукти горіння відводяться у димохід, то внутрішній об'єм кухні мусить бути на  $6 \text{ м}^3$  більшим ніж унормований для встановлення газової плити [1, п. 6.38].

Газове опалювальне устаткування тепловою потужністю від 30 кВт до 200 кВт встановлюють у відокремлених нежилых, вбудованих або прибудованих до житлових будинків приміщеннях, які відповідають таким вимогам [1, п. 6.39, п. 6.40]:

- висота приміщення не менше ніж 2,5 м;
- наявність природної вентиляції, яка забезпечує витяжку в об'ємі трикратного повітрообміну за годину та приплив сумарного об'єму витяжки і додаткової кількості повітря для спалювання газу (якщо повітря забирається з приміщення);
- розмір витяжних та припливних пристроїв визначають розрахунком;
- об'єм приміщення приймають залежно від теплової потужності устаткування: до 30 кВт –  $7,5 \text{ м}^3$ ; від 30 до 60 кВт –  $13,5 \text{ м}^3$ ; від 60 до 200 кВт –  $15 \text{ м}^3$ .

Відокремлені приміщення, де розміщують опалювальне обладнання сумарною тепловою потужністю від 30 до 200 кВт повинні мати природне освітлення з розрахунку  $0,03 \text{ м}^2$  світлопрозорої конструкції на  $1 \text{ м}^3$  об'єму приміщення. Ця вимога стосується і приміщень підвалів приватних житлових будинків [1, п. 6.41].

Щоб забезпечити подавання повітря у приміщення з газовими приладами і опалювальними агрегатами з організованим відведенням продуктів горіння передбачають: у нижній частині дверей решітку або щілину між дверима і підлогою; у зовнішній стіні або стіні з суміжним нежитловим приміщенням – решітку [1, п. 6.51].

Розмір припливних пристроїв визначають враховуючи теплову потужність газового устаткування, він має бути не менше ніж  $0,02 \text{ м}^2$  для кухонь, де встановлено газову плиту, проточний водонагрівник і опалювальний апарат загальною потужністю до 30 кВт, і  $0,025 \text{ м}^2$  для окремих приміщень з опалювальними апаратами тепловою потужністю більше ніж 30 кВт [1, п. 6.51].



Відстані від будівельних конструкцій приміщень до побутових газових плит та опалювального устаткування приймають за паспортами підприємств-виробників, вимогами протипожежної безпеки, з огляду на зручність монтажу, експлуатації та ремонту [1, п. 6.44].

Плити встановлюють попід стінами з негорючих матеріалів на відстані не менше ніж 6 см. Якщо стіни зведені з важкогорючих або горючих матеріалів, то газову плиту розміщують на відстані не ближче ніж 7 см від стіни за умови ізолювання її негорючим матеріалом (бляхою по листу азбесту товщиною не менше ніж 3 мм, тиньком тощо). Ізоляція стіни починається від підлоги, виступає на 10 см з кожного боку і не менше ніж на 80 см зверху [1, п. 6.45].

Настінне газове обладнання для опалювання та гарячого водопостачання встановлюють [1, п. 6.46]:

- на стінах із негорючих матеріалів на відстані не менше ніж 2 см від стіни (у тому числі від бокової стіни);
- на стінах із важкогорючих та горючих матеріалів, ізолюваних негорючими (бляхою по листу азбесту товщиною не менше ніж 3 мм, тиньком тощо) на відстані не менше ніж 3 см від стіни (у тому числі від бокової).

Ізоляція повинна виступати за габарити корпусу на 10 см і 70 см зверху [1, п. 6.46].

Газове устаткування для квартирної опалювання встановлюють на відстані не менше ніж 10 см від стіни із негорючих матеріалів. Стіни із важкогорючих матеріалів мають бути захищені з дотриманням наведених вимог. Допускається розміщення такого обладнання біля стін із важкогорючих і горючих матеріалів без захисту на відстані не менше ніж 25 см [1, п. 6.47].

Якщо вищевказане устаткування встановлене на дерев'яній підлозі, то вона мусить бути ізолювана негорючим матеріалом, який забезпечить межу вогнестійкості конструкції не менше ніж 0,75 год. Ізоляція підлоги повинна виступати за габарити корпусу на 10 см [1, п. 6.47].

Просвіт між частинами газового обладнання та в місцях проходів має бути не менше ніж 1 м [1, п. 6.48].

Для безпечної експлуатації побутових газових приладів і опалювальних апаратів у приміщеннях встановлюють квартирні сигналізатори для контролю мікроконцентрацій чадного газу (0,005% об'ємних CO) і довибухових концентрацій метану (20% від



водного господарства  
та природокористування

нижньої концентраційної межі займистості) з виводом на індивідуальну попереджувальну сигналізацію [1, п. 6.53].

## 11.4. Контрольні питання

1. Наведіть схему газопостачання житлового будинку і поясніть призначення окремих елементів.
2. Яким вимогам має відповідати прокладання газопроводів в житлових будинках?
3. Назвіть види газових приладів і дайте їм характеристику.
4. За якими вимогами встановлюють газові прилади в житлових будинках?
5. Поясніть принцип роботи газових водо- та повітрянагрівників.





## 12. Гідравлічний рахунок внутрішніх систем газопостачання

### 12.1. Визначення розрахункових витрат газу

В кухнях встановлюють різні типи газових приладів і апаратів. Характеристика побутових газових приладів наведена в таблиці 12.1 [17, табл. 22, 24].

Таблиця 12.1

Технічні характеристики газових приладів та обладнання

Прилад	Теплове навантаження, Вт	Розрахункова витрата газу, м <sup>3</sup> /год	Діаметр підведення, мм	Максимальна витрата тиску, Па
Плита з 2 конфорками	6950	0,75	15	-
Плита з 4 конфорками	11150	1,2	15	-
Водонагрівник ВПГ-18	18000	-	-	-
Водонагрівник ВПГ-23,2	23200	-	-	-
Лічильник газовий G-1,6	-	1,6	-	55
Лічильник газовий G-2,5	-	2,5	-	80
Лічильник газовий G-4	-	4,0	-	150

Номінальну витрату газу одним приладом визначають за формулою [16, стор. 54], м<sup>3</sup>/год:

$$V_i = \frac{3,6 \cdot Q}{\eta \cdot Q_n}, \quad (12.1)$$

де  $Q$  - номінальна теплова потужність приладу, кВт;  $\eta$  - коефіцієнт корисної дії;  $Q_n$  - нижча теплота спалювання газу, МДж/м<sup>3</sup>.

Номінальну витрату газу устаткуванням однієї квартири чи будинку садибного типу визначають за формулою, м<sup>3</sup>/год:

$$\sum_{i=1}^n V_i = \frac{3,6}{Q_n} \cdot \left( \frac{Q_1}{\eta_1} + \frac{Q_2}{\eta_2} + \dots + \frac{Q_n}{\eta_n} \right) \quad (12.2)$$

Є ймовірність одночасної роботи усіх приладів на номінальну потужність. Тому для зменшення металомісткості газопроводів введено поняття розрахункової витрати [1, п. 3.10], м<sup>3</sup>/год:



$$V_p = \sum_{i=1}^n K_{sim} \cdot V_i \cdot N_i, \quad (12.3)$$

де  $K_{sim}$  - коефіцієнт одночасності для однотипних приладів, або груп приладів [1, додаток Д] або (додаток 17);  $N_i$  - кількість однотипних приладів або груп, шт;  $n$  - кількість типів приладів;  $V_i$  - номінальна витрата газу приладом або групою приладів, м<sup>3</sup>/год, приймають за паспортними даними або розраховують за формулою (12.1).

Ще більш нерівномірна витрата газу на ділянках внутрішнього будинкового чи дворового газопроводу, який подає газ до кількох квартир або будинків.

За формулою (12.3) визначають витрати газу на ділянках внутрішньої мережі газопроводів окремих житлових та громадських будинків і споруд.

## 12.2 Гідралічний розрахунок внутрішніх газопроводів

Гідралічний розрахунок внутрішніх газопроводів також виконують методом питомих втрат тиску на тертя [3, стор. 402-406; 6, стор. 322-331; 16, стор. 55-56]. В цих газопроводах рекомендовано використовувати перепад тиску  $\Delta P_p = 600$  Па [1, п. Е.5].

Якщо в одному приміщенні встановлено кілька різнотипних приладів, підключених паралельно, то для гідралічного розрахунку дворових і внутрішніх будинкових мереж враховують лише одне більше значення перепаду тиску.

До початку розрахунку складають аксонометричну схему внутрішніх газових мереж, вибирають розрахунковий напрям до найбільш віддаленого і несприятливо розташованого газового приладу. Розрахунковий напрям поділяють на ділянки і визначають їх довжину.

Гідралічний розрахунок розпочинають від точки підключення дворового газопроводу до вуличної мережі низького тиску. Кінцева точка розрахунку - газовий прилад на найвищому поверсі підключений до найбільш віддаленого стояка найвіддаленішого будинку житлової групи.

Діаметр ділянки газопроводу визначають за допомогою номограм за відомою витратою газу та середньою питомою втратою тиску.

Під час розрахунку внутрішніх будинкових і дворових газопроводів враховують гідростатичний тиск газу у вертикальних ділянках (стояках) [1, п. Е.14], який визначають за формулою, Па:

$$\Delta P_2 = \pm h \cdot (\rho_n - \rho_2) \cdot g, \quad (12.4)$$

де  $h$  - різниця абсолютних відміток початку і кінця розрахункової ділянки газопроводу, м;  $g = 9,81 \text{ м/с}^2$  - прискорення вільного падіння;  $\rho_n$  та  $\rho_2$  - відповідно, густина повітря ( $1,29 \text{ кг/м}^3$ ) і природного газу,  $\text{кг/м}^3$ .

Природний газ легший ніж повітря, тому, якщо розрахунковою ділянкою він рухається вгору, то значення  $\Delta P_2$  приймають із знаком «мінус», а, якщо вниз - із знаком «плюс».

Найвний перепад тиску від точки підключення до газорозподільчої мережі до останнього газового приладу в розрахунковому напрямку визначають за виразом, Па:

$$\Delta P_n = \Delta P_p + \Delta P_2 - \Delta P_l, \quad (12.5)$$

де  $\Delta P_p$  - розрахунковий перепад тиску, Па;  $\Delta P_l$  - втрати тиску в лічильнику, Па (табл. 12.1).

Середні питомі втрати тиску для кожного розрахункового напрямку, Па/м:

$$R_{сер} = \frac{\Delta P_n}{\Sigma L_p}, \quad (12.6)$$

де  $\Sigma L_p$  - розрахункова довжина ділянок газопроводу, м, яку визначають з врахуванням надбавок на втрати тиску в місцевих опорах.

Втрати тиску в місцевих опорах внутрішніх газопроводів враховують процентною надбавкою ( $A$ ) до втрат тиску по довжині газопроводу [1, п. Е.13]:

- для ділянок від вводу до стояка  $A = 25\%$ ;
- для стояків  $A = 20\%$ ;
- для квартирних підводок: довжиною 1...2 м  $A = 450\%$ ; довжиною 3...4 м - 300%; довжиною 5...7 м - 120%; довжиною 8...12 м - 50%.



Тоді розрахункова довжина, м:

$$L_p = L_z \cdot \left(1 + \frac{A}{100}\right) \quad (12.7)$$

Втрати тиску в місцевих опорах також визначають методом еквівалентних довжин [1, п. Е.10]. В цьому випадку розрахункову довжину газопроводу знаходять за формулою, м:

$$L_p = L_z + L_e \cdot \Sigma\varphi, \quad (12.8)$$

де  $L_z$  - геометрична довжина газопроводу, м;  $\Sigma\varphi$  - сума коефіцієнтів місцевих опорів (додаток 18);  $L_e$  - умовна еквівалентна довжина прямолінійної ділянки газопроводу, м, втрати тиску якої дорівнюють втратам тиску в місцевому опорі із коефіцієнтом  $\varphi = 1$ . Значення  $L_e$  визначають за таблицями для гідравлічного розрахунку газопроводів або номограмою (додаток 20).

За розрахунковою витратою газу на ділянці та середньою питомою втратою тиску за допомогою таблиць для гідравлічного розрахунку газопроводів низького тиску (додаток 19), визначають діаметр труб та дійсні питомі втрати тиску ( $R_{\partial}^i$ ). Загальні втрати тиску ділянки та тиск газу в розрахунковій точці обчислюють за формулами, Па:

$$\Delta P_{\partial}^i = R_{\partial}^i \cdot L_p^i \quad (12.9)$$

$$P_k^i = P_n^i - \Delta P_{\partial}^i \quad (12.10)$$

Діаметри підводок до газових приладів приймають з таблиці 12.1. Діаметри трубопроводів підбирають так, щоб загальна сума втрат тиску розрахункового напрямку з поправкою на гідростатичний тиск ( $\Delta P_z$ ), не перевищувала допустимий перепад  $\Delta P_p$ , Па:

$$\Sigma\Delta P_{\partial}^i - \Delta P_z + \Delta P_n \leq \Delta P_p \quad (12.11)$$

Відносна різниця втрат тиску (похибка) повинна бути не більше ніж 10%.

За результатами гідравлічного розрахунку обчислюють тиск газу перед соплом газопальникового пристрою найбільш віддаленого приладу, який мусить бути не менше ніж номінальний для даного приладу (відповідно до його технічної характеристики).





### 12.3. Відведення продуктів горіння

Якщо конструкцією побутового газового устаткування передбачене відведення продуктів горіння, то його здійснюють від кожного приладу окремим димоходом [1, п. Ж.3].

В старих будинках допускають приєднання до одного димоходу не більше двох водонагрівників або опалювальних печей, розміщених на одному поверсі, якщо у димоході влаштовано роздільник на висоту не менше ніж 0,5 м, або різних поверхах, якщо приєднання здійснені не ближче ніж 0,5 м один від одного [1, п. Ж.3].

Димоходи від газового обладнання розміщують у внутрішніх стінах будинку або роблять приставними до цих стін [1, п. Ж.4]. Площа поперечного перерізу димоходу повинна бути не меншою ніж площа перетину приєднувального патрубку приладу [1, п. Ж.6; 13, п. 4.5.14]. Димоходи в багатопверхових будинках виконують з морозостійкої глиняної цегли, жаростійкого бетону, а в одноповерхових будинках – з азбестоцементних труб [1, п. Ж.7]. Також можна відводити продукти горіння сталевими димовими трубами. Димові канали бувають заводського виготовлення, їх постачають в комплекті з газовим обладнанням. Якщо азбестоцементні і сталеві труби влаштовані за межами будинку або на горищі, то їх теплоізолюють для запобігання утворенню конденсату [1, п. Ж.7].

Конструкція димових каналів в зовнішніх стінах та приставних до цих стін мусить забезпечувати температуру газів на виході більшу ніж точка роси [1, п. Ж.7].

Робити димоходи із шлакобетонних та інших нещільних або пористих матеріалів не можна [1, п. Ж.7].

Приєднують газові прилади до димоходів з'єднувальними трубами з покрівельної або оцинкованої сталі, гнучкими металевими гофрованими патрубками або уніфікованими елементами, що постачаються в комплекті з устаткуванням [1, п. Ж.9].

З'єднувальна димовідвідна труба газового приладу з димоходом, мусить мати вертикальну ділянку заввишки не менше ніж 0,5 м (як рахувати від низу димовідвідного патрубку газового приладу до осі горизонтальної ділянки). В приміщеннях заввишки не більше ніж 2,7 м для приладів із стабілізаторами тяги можна зменшити вертикальну ділянку до 0,25 м, без стабілізаторів тяги - до 0,15 м.



Сумарна довжина горизонтальних ділянок з'єднувальних труб повинна бути не більше ніж 3 м в нових будинках, і не більше ніж 6 м в старих. Уклон труби до газового приладу мусить бути не менше ніж 0,01 [1, п. Ж.9].

Димовідвідні труби можуть мати не більше ніж три повороти з радіусом заокруглення не менше діаметра труби [1, п. Ж.9].

Якщо димоходи прокладено в неопалюваних приміщеннях, то їх покривають ізоляцією за необхідності [1, п. Ж.9].

Димові труби від газових приладів виводять вище граничної зони вітрового підпору, але не менше [1, п. Ж.15]:

- ніж на 0,5 м вище гребеня даху, якщо відстань від димоходу до гребеня менша ніж 1,5 м (рис. 12.1, а);
- рівня гребеня даху, якщо відстань від димоходу до гребеня лежить в межах від 1,5 до 3 м (рис. 12.1, б);
- положення прямої, проведеної під кутом  $10^\circ$  вниз від рівня гребеня даху, якщо відстань від нього до димоходу більша ніж 3 м (рис. 12.1, в).

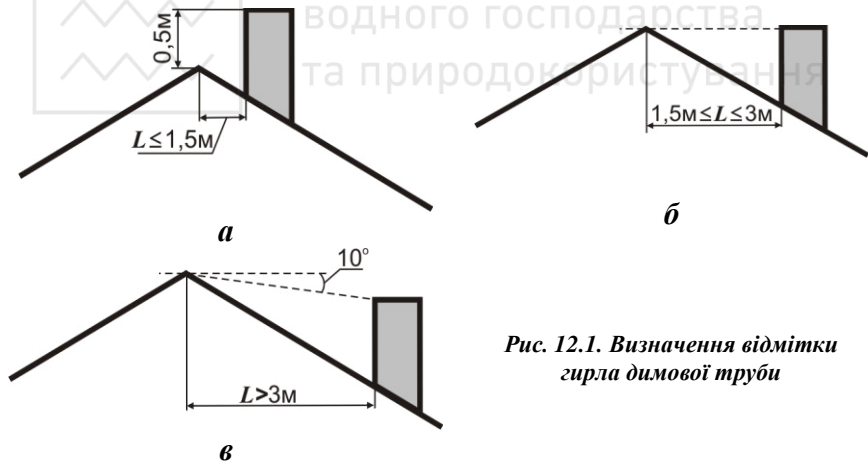


Рис. 12.1. Визначення відмітки гирла димової труби

Зона вітрового підпору димової труби – це простір під лінією проведеною під кутом  $45^\circ$  вниз від рівня найвищих точок близько розташованих споруд і дерев [1, п. Ж.15; 13, п. 4.5.14] (рис. 12.2).

В усіх випадках висота труби над прилеглою частиною даху мусить бути не менше ніж 0,5 м, а для будинків із сумщеною покрівлею (плоским дахом) - не менше ніж 2,0 м [1, п. Ж.15].



Зонти та інші насадки на димоходах не встановлюють [1, п. Ж.15].

У будинках, які обладнані приладами і апаратами з відведенням продуктів горіння в димоходи, не можна влаштовувати витяжну вентиляцію з штучним спонуканням [13, п. 4.5.18].

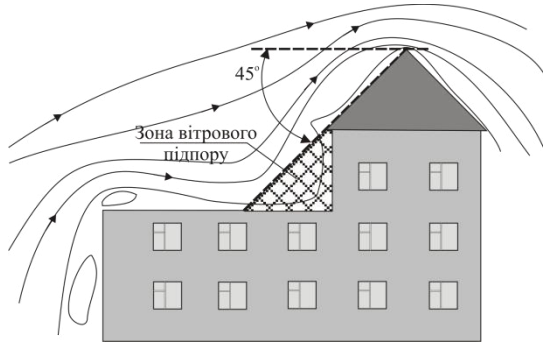


Рис. 12.2. Зона вітрового підпору

## 12.4. Приклади розрахунку

**Приклад 12.1.** Визначити розрахункові витрати на ділянках внутрішнього газопроводу двоповерхового дванадцятиквартирного житлового будинку, схема якого наведена на рис. 12.3.

Вихідні дані: в кожній квартирі встановлено газову плиту типу ПГ-4 та проточний газовий водонагрівник ВПГ-23,2.

Рішення:

1. Номінальну витрату газу приладами однієї квартири визначають за формулою (12.2). Номінальна витрата кожного приладу прийнята за його технічними характеристиками (табл. 12.1): для плити ПГ-4 - 1,25 м<sup>3</sup>/год; для водонагрівника ВПГ-23,2 - 3,2 м<sup>3</sup>/год. Тоді, номінальна витрата газу приладами квартири становитиме:

$$\sum V_{ном} = 1,25 + 3,2 = 4,45 \text{ (м}^3\text{/год)}$$

2. Розрахункова витрата на ділянках внутрішнього газопроводу в напрямку 1-8 обчислена за формулою (12.3). Значення коефіцієнта одночасності прийняте за кількістю квартир (груп приладів), до яких подається газ даною ділянкою, з додатку 17 або [1, дод. Д].

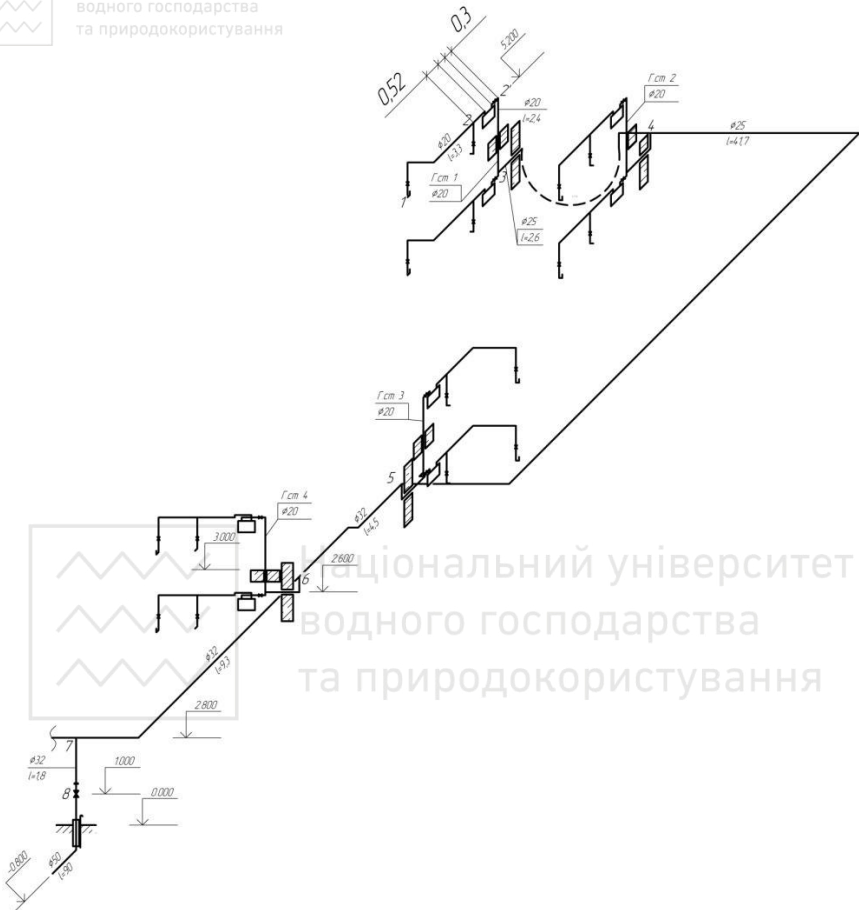


Рис. 12.3. Аксонометрична схема внутрішнього газопроводу двоповерхового будинку

Таблиця 12.2

Розрахунок витрат газу на ділянках внутрішнього газопроводу будинку

№ ділянки	1-2	2-2'	2'-3	3-4	4-5	5-6	6-7	7-8	вв'їд
$N_i$ , ШТ	1	1	1	2	4	6	8	12	12
$K_{sim}$	1	0,7	0,7	0,56	0,43	0,39	0,36	0,32	0,32
$V_i$ , м <sup>3</sup> /ГОД	3,2	4,45	4,45	4,45	4,45	4,45	4,45	4,45	4,45
$V_{p2}$ , м <sup>3</sup> /ГОД	3,20	3,12	3,12	4,98	7,65	10,47	12,82	17,30	17,30



Наприклад, для ділянки 2-2' розрахункова витрата газу:

$$V_p = 0,7 \cdot 4,45 \cdot 1 = 3,12 \quad (\text{м}^3/\text{год})$$

Результати для інших ділянок наведено в таблиці 12.2.

**Приклад 12.2.** Визначити гідравлічним розрахунком діаметри труб внутрішнього газопроводу двоповерхового будинку на 12 квартир, схема якого наведена на рисунку 12.3.

**Вихідні дані:** довжини ділянок та їх відмітки наведені на схемі; розрахункові витрати в таблиці 12.2. Для обліку газу встановлено лічильник марки G-2,5 з максимальними втратами тиску  $P_n = 80$  Па.

**Рішення:**

1. Гідравлічний розрахунок здійснюють за методом питомих втрат тиску. Розрахунковий перепад тиску у внутрішньому газопроводі прийнято  $\Delta P_p = 600$  Па [1, додаток Е].

2. Гідростатичний тиск, який виникає за рахунок різниці густини повітря та газу визначають за формулою (12.4):

$$\Delta P_z = 6 \cdot (1,29 - 0,76) \cdot 9,81 = 31,2 \quad (\text{Па})$$

3. Найвний перепад тиску за формулою (12.5):

$$\Delta P_n = 600 + 31,2 - 80 = 551,2 \quad (\text{Па})$$

4. Розрахункову довжину ділянок обчислено за формулою (12.7) з врахуванням надбавки  $A$  [1, дод. Е]. Наприклад, для ділянки 1-2:

$$L_p = 3,3 \cdot \left(1 + \frac{300}{100}\right) = 13,2 \quad (\text{м})$$

Для інших ділянок результати розрахунку наведено в таблиці 12.3.

5. Визначають середні питомі втрати тиску напряму 1-8 за формулою (12.6):

$$R_{\text{сер}} = \frac{551,2}{196,83} = 2,8 \quad (\text{Па/м})$$

6. Діаметри труб та дійсні питомі втрати тиску прийнято за розрахунковими витратами газу на окремих ділянках та середньою питомою втратою тиску з таблиць для гідравлічного розрахунку газопроводів низького тиску (додаток 19). Втрати тиску на ділянках визначені за формулою (12.9). На прикладі ділянки 1-2:

$$\Delta P_o^i = 4,26 \cdot 13,2 = 56,23 \quad (\text{Па})$$



7. Загальні втрати тиску розрахункового напрямку:

$$\Delta P = (\sum \Delta P_{\partial} + \Delta P_{л}) \pm \Delta P_{\epsilon} = 550,92 + 80 - 31,2 = 559,72 \text{ (Па)}$$

8. Загальні втрати тиску порівнюють з розрахунковим перепадом тиску  $\Delta P_p = 600 \text{ Па}$ :

$$559,72 \text{ Па} < 600 \text{ Па, тобто } \Delta P < \Delta P_p$$

Вимоги будівельних норм [1, додаток Е] дотримані.

Таблиця 12.3

Результати розрахунку внутрішнього газопроводу житлового будинку

№ ділянки	$V_p$ , м <sup>3</sup> /год	A, %	Довжина, м		$R_{\partial}$ , Па/м	d, мм	$\Delta P_{\partial}$ , Па
			Геометрична, $L_e$	Розрахункова, $L_p$			
1-2	3,20	300	3,3	13,20	4,26	20	56,23
2-2'	3,12	450	1,25	6,88	4	20	27,50
2'-3	3,12	20	2,4	2,88	4	20	11,52
3-4	4,98	25	2,6	3,25	3,26	25	10,60
4-5	7,65	25	41,7	52,13	7,1	25	370,09
5-6	10,47	25	4,5	5,63	1,51	32	8,49
6-7	12,82	25	9,3	11,63	1,51	32	17,55
7-8	17,30	25	1,8	2,25	1,51	32	3,40
Ввід	17,30	10	90	99,00	0,46	50	45,54
							$\Sigma$ 550,92

## 12.5. Контрольні питання

1. В чому полягають особливості розрахунку внутрішніх газопроводів?
2. Як визначають витрати газу на розрахункових ділянках?
3. Як враховують втрати тиску в місцевих опорах внутрішніх газопроводів?
4. Як визначають гідростатичний тиск газу у вертикальних ділянках?
5. Як унормовують відведення продуктів горіння та влаштування димоходів?



## 13. Особливості газопостачання скрапленням газом

### 13.1 Основні властивості скраплених газів

Основними компонентами скраплених газів є пропан і бутан. Пропан, нормальний бутан і ізобутан у нормальних умовах знаходяться в газоподібному стані. З підвищенням тиску ( $t = 0^{\circ}\text{C}$ ) ці гази конденсуються: пропан – 0,47 МПа; бутан – 0,115 МПа; ізобутан – 0,16 МПа [3, стор. 235-250; 18, стор. 10-17]. Властивості пропан-бутанової суміші згідно ДСТУ 4047-2001 наведено в таблиці 13.1.

Скраплений газ є таких марок: ПТ – пропан технічний; СПБТ – суміш пропану технічного і бутану технічного; БТ – бутан технічний [5, табл. 1].

Особливість розрахунку систем газопостачання скрапленням газом полягає у тому, що необхідно враховувати властивості рідкої і парової фази, а також фазових перетворень.

Для визначення стану газу використовують діаграми в координатах  $P - i$ , за допомогою яких за відомою температурою (або  $i$  - ентальпією) для кожного газу визначають: абсолютний тиск; питомий об'єм; сухість пари; ентропію. Визначити стан і властивості газу можна також за відповідними таблицями, в яких залежно від температури вказано тиск, густину пари та рідини, приховану теплоту пароутворення.

Таблиця. 13.1

Властивості скраплених газів [5]

Показники	Марки газу		
	ПТ	СПБТ	БТ
Вміст етану і етилену, %	не нормується		
Вміст пропану не менше, %	75	не нормується	
Вміст бутану не більше, %	-	60	-
Вміст бутану не менше, %	-	-	60
Масова частка сірководню і меркаптанової сірки не більше, %	0,013	0,013	0,013
У тому числі сірководню, %	0,003	0,003	0,003
Вільна вода	відсутня		
Тиск насиченої пари надлишковий, МПа:			
при $+45^{\circ}\text{C}$ не більше	1,6	1,6	1,6
при $-20^{\circ}\text{C}$ не менше	0,16	-	-



З точки зору газопостачання найкращі властивості має пропан. При температурі  $-35...+45^{\circ}\text{C}$  він має достатню пружність пари і придатний для застосування в установках з відбором парової фази природного випаровування.

Тиск суміші газів складається з суми парціальних тисків її компонентів, Па:

$$P_{\text{сум}} = \sum P_i \quad (13.1)$$

За законом Рауля парціальний тиск насиченої пари компонента рідкої суміші дорівнює добутку його мольної частки в розчині на пружність пари:

$$P_i = x_i \cdot P_{i,\text{нас}} \quad (13.2)$$

де  $x_i$  – мольна частка  $i$ -го компонента рідкої суміші;  $P_{i,\text{нас}}$  - пружність пари чистого компонента при температурі суміші.

За умови термодинамічної рівноваги парціальний тиск газу кожного компонента парової фази дорівнює тиску пари компонента в рідкій фазі:

$$R_i \cdot P_{\text{сум}} = x_i \cdot P_{i,\text{нас}} \quad (13.3)$$

$$\frac{R_i}{x_i} = \frac{P_{i,\text{нас}}}{P_{\text{сум}}} = K, \quad (13.4)$$

де  $P_{\text{сум}}$  - тиск суміші;  $R_i$  - частка компоненту в паровій фазі;  $K$  – константа рівноваги.

Звідси зрозуміло, що для суміші під сталим тиском ( $P_{\text{сум}} = \text{const}$ ), компонент з більшою пружністю пари буде переважати в паровій фазі, а в рідкій його буде менше. І навпаки: компонент з меншою пружністю пари переважатиме в рідкій фазі. Тому з пропан-бутанової суміші першим більшою мірою буде використовуватись пропан, а потім бутан. З використанням суміші тиск у балоні буде поступово зменшуватись, а характеристики газу будуть нестабільні.

Цього явища можна уникнути, якщо відбирати з резервуарів рідку фазу і штучно випаровувати її в спеціальних випарниках з підігріванням суміші.





## 13.2. Газонаповнювальні станції

Газонаповнювальні станції (ГНС) є базою системи постачання споживачів скрапленими газами. ГНС призначені для приймання скрапленого газу, переливання в резервуари сховища, наповнювання автоцистерн і балонів, ремонтування і технічного огляду балонів [1, дод. А; 3, стор. 250-257; 18, стор. 196-290].

Автоцистернами газ з ГНС постачають на газонаповнювальні пункти та в резервуарні установки споживачів. В балонах газ отримують безпосередньо споживачі [1, п. 8.126].

До складу ГНС входять: зливна естакада з залізничною колією; сховище газу (сталеві резервуари); насосно-компресорний і випарний цех; цех для наповнення балонів і зливання з них важких залишків, які не випарувалися; колонки для наповнювання автоцистерн; комунікації, які зв'язують усі відділення ГНС і забезпечують переміщення потоків рідини і пари [1, п. 8.10].

Територія ГНС має дві зони: виробничу та допоміжну. В допоміжній зоні розміщені майстерні, гаражі, котельня, адміністративно-побутові приміщення, водонапірна башта, протипожежний резервуар. Також в цій зоні можуть знаходитись експлуатаційні служби газового господарства [1, п. 8.10].

ГНС розташовують з підвітряної сторони за межами населеного пункту [1, п. 8.6]. Вибирають майданчик ГНС з дотриманням мінімально-допустимих відстаней від резервуарів сховища газу до будівель і споруд навколо станції, а також за наявності залізниці та автодоріг [1, п. 8.7]. Мінімальні відстані залежать від загальної місткості резервуарів та способу їх розташування (підземне, надземне) і становлять до будівель та споруд від 40 до 300 м, залізниць – 20...100 м [1, п. 8.12]. Навколо ГНС передбачають протипожежну смугу шириною 10 м. Мінімальна відстань до лісових масивів хвойних порід має бути 50 м; листяних – 20 м [1, п. 8.8]. Територія мусить мати огорожу з негорючих матеріалів [1, п. 8.21].

Потужність ГНС залежить від потреби у скрапленому газі обслуговуваної зони. Для району радіусом 50...70 км з населенням до 1 млн. потрібна ГНС потужністю 10..40 тис. т. на рік.

Резервуари на ГНС переважно розміщують на поверхні землі, по периметру їх обваловують. Об'єм обмежений валами має становити не менше ніж 85% повного об'єму резервуарів, а висота валів не



менше ніж 1 м [1, п. 8.50].

Резервуари розташовують групами. Загальний їх об'єм в групі приймають до 1000...2000 м<sup>3</sup> для сховища об'ємом 2000...8000 м<sup>3</sup> [1, п. 8.48]. Просвіт між резервуарами приймають рівним діаметру, але не менше ніж 2,0 м [1, п. 8.49]. Відстань між резервуаром і підшвою валу або огорожувальною стінкою приймають 0,5 діаметра, але не менше ніж 1,0 м [1, п. 8.50].

Відстань між групами резервуарів має становити 5...20 м для групи об'ємом, відповідно, 200...2000 м<sup>3</sup> [1, п. 8.48].

Резервуари обладнують двома або більше запобіжними клапанами та вимірювальними пристроями. Для надземних резервуарів місткістю більше ніж 200 м<sup>3</sup> передбачають охолодження зрошуванням водою для запобігання підвищенню тиску через нагрівання сонячними променями [1, п. 8.106].

Скраплений газ переливають з цистерн в ємкості сховища насосно-компресорним способом. Для цього з'єднують шлангами рідинні і парові простори цистерни і резервуару. Компресором відбирають пари скрапленого газу з ємкості і подають в цистерну, створюючи тиск, під яким рідина з цистерни буде переливатися в ємкості сховища. На наливних і зливних трубах цистерни встановлені швидкісні клапани, які спрацьовують у разі різкого збільшення швидкості середовища, наприклад, якщо розірветься шланг [1, п. 8.39].

Газ з резервуарів сховища в інші ємкості на території ГНС переміщують насосним, компресорним, насосно-компресорним способами та за допомогою випарних установок [1, п. 8.55].

Тиск газу в резервуарі над рідиною підвищують подаванням теплих парів компресором або з випарника. За рахунок конденсації газів верхній шар рідини нагрівається і утворюється тепла плівка, між якою і парами встановлюється термодинамічна рівновага. В результаті тиск газу в паровій фазі стає більшим ніж в рідкій і рідина буде витискатись з резервуару.

### 13.3. Газонаповнювальні пункти

Газонаповнювальні пункти (ГНП) призначені для приймання скраплених газів, що надходять автомобільним та залізничним транспортом, зберігання та відпускання газу споживачам в балонах

та автоцистернах [1, п. 8.126].

ГНП, якщо є така можливість, розміщують в межах населених пунктів із підвітряного боку стосовно житлової забудови. Навколо ГНП залишають незабудованою зону завширшки не менше ніж 10 м [1, п. 8.129]. Мінімальні відстані від резервуарів до будинків та споруд приймають згідно з ДБН [1, табл. 18, 19].

Територія ГНП розділена на виробничу та допоміжну зони. У виробничій зоні зосереджені такі основні споруди: колонки для зливання газу; колонки для наливання газу в автоцистерни; база зберігання з резервуарами; цех наповнювання з вантажно-розвантажувальною площадкою; насосно-компресорна та повітряна компресорна станції; випарна (теплообмінна) установка; технологічні трубопроводи; резервуари для зливання з балонів залишків газу; трубопроводи для рідкої та парової фази скрапленого газу. В допоміжній зоні розміщені: виробничо-допоміжний будинок, трансформаторна, котельня, склади, протипожежні резервуари тощо [1, п. 8.130]. Не можна в будинках на території ГНП розміщувати житлові приміщення та виробництва, які не стосуються ГНП [1, п. 8.132].

#### **13.4. Проміжні склади балонів**

Проміжні склади балонів (ПСБ) призначені для приймання, зберігання та відпускання споживачам балонів, наповнених скрапленими газами на ГНС та ГНП [1, п. 8.133].

ПСБ мають мати приміщення для складування наповнених та порожніх балонів та вантажно-розвантажувальні майданчики для приймання та відпускання балонів. Балони можуть зберігатись під навісами з негорючих матеріалів [1, п. 8.134]. Приміщення складів - одноповерхові з легким покриттям з негорючих матеріалів [1, п. 8.137]. Склади розділяють негорючими перегородками на відсіки, в кожному з яких зберігають не більше ніж 500 балонів [1, п. 8.139]. Приміщення закритих складів оснащують примусовою або природною вентиляцією та газовими автоматичними сигналізаторами [1, п. 8.138].

ПСБ розміщують в межах населених пунктів із підвітряного боку стосовно житлової забудови, поблизу автомобільних доріг [1, п. 8.135]. Мінімальні відстані від будівель складу та вантажно-



розвантажувальних майданчиків до будинків, споруд, залізниць та автодоріг приймають згідно з ДБН [1, п. 8.136].

### 13.5. Автомобільні газозаправні станції та пункти

Автомобільні газозаправні станції (АГЗС) та пункти (АГЗП) призначені для приймання, зберігання скраплених газів та управління газобалонних автомобілів [1, п. 8.141].

Загальну місткість резервуарів приймають до  $100 \text{ м}^3$ , а одного - до  $50 \text{ м}^3$ . Встановлюють резервуари переважно під землею [1, п. 8.146]. Розміщують АГЗС відповідно до вимог щодо ГНП. Мінімальна відстань до лісних масивів листяних порід становить 20 м, хвойних – 50 м [1, п. 8.142].

На АГЗС передбачають: резервуари для зберігання газу, зливні та заправні колонки, виробничий будинок, побутові приміщення. Колонки розміщують під навісом з негорючих матеріалів [1, п. 8.143].

Мінімальна відстань від колонок до огорожі АГЗС не менше ніж 10 м, до будинків та споруд поза територією – 15 м [1, п. 8.148].

АГЗП є стаціонарні та тимчасові (від автоцистерн) [1, п. 8.150]. До складу стаціонарного пункту входять: резервуари ємністю до  $10 \text{ м}^3$  ( $20 \text{ м}^3$  - підземні); приймальні та заправні колонки; устаткування для переміщення газу; навіс над технологічним обладнанням; операторна, туалет [1, п. 8.151].

Не можна розміщувати АГЗП в житлових масивах з багатоповерховою забудовою та в місцях масового скупчення людей [1, п. 8.155].

### 13.6. Контрольні питання

1. Дайте характеристику скраплених газів.
2. Наведіть і поясніть технологічну схему газонаповнювальної станції (ГНС).
3. Які основні нормативні вимоги до складу і розміщення газонаповнювальних пунктів?
4. Які основні нормативні вимоги до складу і розміщення проміжних складів балонів?
5. Які основні нормативні вимоги до складу і розміщення автомобільних газозаправних станцій?



## 14. Системи газопостачання скрапленням газом

### 14.1. Установки скрапленого газу

Розрізняють балонні та резервуарні установки скрапленого газу. Балонні установки бувають індивідуальні та групові. Установку, яка складається не більше ніж з двох балонів вважають індивідуальною балонною установкою (ІГБУ) [1, дод. А, п. 9.52].

Окрім балонів з газом газобалонна установка має регулятори для зменшення тиску до 3...4 кПа, запобіжні клапани, запірні вентиля, з'єднувальні трубопроводів [1, п. 9.62].

ІГБУ встановлюють як зовні, так і всередині громадських та житлових будинків (квартир), якщо останні мають не більше двох поверхів [1, п. 9.53, п. 9.54].

Газові прилади та ІГБУ не розміщують [1, п. 9.56]:

- в житлових кімнатах;
- в цокольних та підвальних поверхах (підвалах);
- в приміщеннях, під якими є підвали та погребі, і вхід до них здійснюється з приміщень;
- на балконах та лоджіях;
- в приміщеннях без природного освітлення;
- в середині будинків гуртожитків;
- в приміщеннях, розташованих під обідніми та торговими залами підприємств громадського харчування, під аудиторіями та навчальними класами, під залами для глядачів (актовими) громадських та виробничих будинків, лікарняними палатами та іншими приміщеннями з масовим перебуванням людей (більше 50 люд).

Розміщують газові прилади і балони з газом у приміщеннях, які відповідають тим самим вимогам що й для постачання природним газом [1, п. 9.55].

Балони всередині житлових будинків (квартир) встановлюють в приміщенні з газовими приладами. В одному приміщенні можна встановлювати один балон місткістю 50 л. Якщо місткість балона до 27 л, то в одному приміщенні можна розмістити два балони (один з яких запасний) [1, п. 9.55].

Балони розміщують у кухнях, в місцях доступних для огляду. Відстань від газового балону до газової плити має бути не менше ніж 0,5 м, до радіатора опалення або печі - не менше ніж 1 метр.

Останню можна зменшити до 0,5 м, якщо балон буде захищений від нагрівання екраном. У випадку розміщення балонів напроти топкових дверцят печей, відстань між ними повинна становити не менше ніж 2 м [1, п. 9.55].

Приєднують балон до газових приладів гумовим рукавом довжиною не більше ніж 5 м, який кріплять до стіни [1, п. 9.59].

За межами будинку ІГБУ розмішують в замкнених шафах зроблених з негорючих матеріалів, або під кожухами, які замикаються і закривають верхню частину балонів та регулятор. Шафи мусять мати у верхній та нижній частинах прорізи або жалюзійні ґрати для вентиляції. Внутрішній газопровід повинен бути сталевим із зварними з'єднаннями [1, п. 9.60]. Висота прокладання зовнішнього газопроводу – 2,5 м від поверхні землі, він не повинен перетинати вікна і двері.

Біля зовнішніх стін ІГБУ встановлюють на відстані не менше ніж 0,5 м від дверей та вікон першого поверху і 3 м від вікон та дверей цокольних, підвальних поверхів, а також від колодязів підземних комунікацій та вигрібних ям [1, п. 9.61].

Шафи для балонів та балони з кожухами, які замикаються, встановлюють на негорючу основу висотою не менше ніж 0,1 м від рівня землі [1, п. 9.61].

Кожна ІГБУ має регулятор (редуктор) для зменшення тиску газу, який встановлюють безпосередньо на балон. Регулятор і балон з'єднують жорстко [1, п. 9.62].

Регулятори тиску встановлені на балонах, розміщених всередині будинку, не повинні мати ЗСК [1, п. 9.62].

На балонах, встановлених поза будинками, регулятор тиску до сталевому газопроводу (вводу в будинок) приєднують за допомогою спеціально вигнутих мідних або латунних трубок або гумових рукавів довжиною не більш ніж 0,5 м [1, п. 9.63].

Установку газопостачання, до складу якої входить більше двох балонів, вважають груповою балонною установкою (ГБУ) [1, п. 9.37]. Вона складається з балонів для СВГ, колектора високого тиску; регулятора тиску газу або автоматичного регулятора-перемикача, загального запірнього пристрою, манометра, ЗСК та трубопроводів [1, п. 9.38].

Максимальна сумарна місткість балонів ГБУ, розташованої біля стін житлових (громадських) будинків, становить 600 л і 1000 л,



якщо ГБУ знаходиться на певній відстані від будівель. Згідно з ДБН [1, п. 9.41] цю відстань приймають 8...25 м.

ГБУ розміщують в шафах із негорючих матеріалів або під захисними кожухами [1, п. 9.41]. Відстань по горизонталі від шафи до інженерних комунікацій приймають згідно з ДБН [1, табл. 26] від 2 до 5 м. Шафи та балони установлюють на фундаменти, навколо яких вимощують завширшки 0,5, а перед шафою – не менше ніж 1 м, навколо влаштовують огорожу із негорючих матеріалів [1, п. 9.43].

Резервуарні установки застосовують для постачання газом багатопверхових житлових будинків або груп будинків. Резервуарна установка складається з резервуарів, трубопроводів рідкої та парової фаз, запірної арматури, регуляторів тиску газу, ЗЗК та ЗСК, манометра (показчика), штуцера з краном після регулятора тиску для приєднання контрольного манометра, пристрою для контролю рівня СВГ в резервуарах, трубопроводу спорожнення [1, п. 9.4].

Пари газу виходять з резервуара, проходять крізь регулятор тиску і підземними газопроводами надходять у внутрішні газопроводи будинків.

Кількість рідини в резервуарі перевіряють трубками для вимірювання рівня, які контролюють 10, 40, 85% наповнення.

Якщо в установці два резервуари, то їх об'єднують паровою фазою. Якщо три, то два з них компонуєть у блок, який має одну головку і з'єднаний як паровою так і рідкою фазою, а третій сполучають з блоком лише на рівні парової фази, що дозволяє йому працювати окремо.

Теплота для випаровування газу надходить від ґрунту крізь стінки резервуару. Проте, внаслідок недостатньої інтенсивності підведення теплоти, такі установки мають низьку продуктивність. Крім того в резервуарі накопичуються важкі вуглеводні (бутан, пентан), бо газ, що утворюється, складається з пропану. Останній має меншу теплоту згорання ніж бутан. Цих недоліків позбавлені установки скрапленого газу з випарником-теплообмінником, який обігрівають гарячою водою або парою. Тому, залежно від складу СВГ та кліматичних умов резервуарна установка може включати також випарники [1, п. 9.20].

Число резервуарів в установці визначають розрахунком і приймають не менше ніж два. Можливе встановлення одного



резервуара для споживачів з розрахунковою витратою газу до 5 м<sup>3</sup>/год. Резервуари установлюють як під, так і над землею [1, п. 9.5].

Максимальна місткість газу в одній установці не більше ніж 100 м<sup>3</sup>, а в надземних резервуарах – 5 м<sup>3</sup> [1, п. 9.11].

Арматуру та прилади резервуарних установок захищають кожухами від атмосферних опадів [1, п. 9.7].

Резервуарні установки огорожують сіткою із негорючих матеріалів заввишки не менше ніж 1,6 м. Відстань від резервуарів до огорожі повинна бути не менше ніж 1 м [1, п. 9.8], до будівель і споруд різного призначення не менше величин указаних в ДБН, які складають 10...30 м, до підземних комунікацій – 2...5 м, залізниць – 2...40 м [1, п. 9.12].

Резервуари повинні бути сталевими і розміщеними горизонтально [1, п. 9.13]. Надземні резервуари фарбують у світлий колір [1, п. 9.14]. Підземні заглиблюють в районах із сезонним промерзанням ґрунту не менше ніж на 0,6 м від поверхні землі до верху резервуару, а у районах без промерзання ґрунту – на 0,2 м [1, п. 9.15].

Просвіт між підземними резервуарами має становити не менше ніж 1 м, а між надземними дорівнювати діаметру більшого суміжного резервуару, але не менше ніж 1 м [1, п. 9.15].

Захисні клапани встановлюють на кожному резервуарі, а для об'єднаних у групи (рідкою та паровою фазами) - на одному із резервуарів кожної групи [1, п. 9.18].

Випарні установки передбачають в таких випадках [1, п. 9.20]:

- для забезпечення розрахункової потреби у газі, якщо природного випаровування або ґрунтових випарників недостатньо;
- для випаровування важких залишків газу;
- для подавання газу сталого складу (сталой теплоти згорання, сталой густини);
- для газу з більшим вмістом бутанів (понад 30%) в місцевостях де температура ґрунту навколо резервуару менша ніж 0°C.

Випарні установки поділяють на проточні, які дозволяють отримувати парову фазу постійного складу в спеціальних теплообмінних апаратах (випарниках), та ємнісні, в яких скраплені газу випаровуються безпосередньо у витратних резервуарах за допомогою спеціальних нагрівників [1, п. 9.23]. Проточні та ємнісні випарні установки влаштовують з підземними та надземними резервуарами, на відкритих майданчиках та в приміщеннях з рівнем





підлоги вищим ніж планувальна відмітка землі. Випарники продуктивністю до  $50 \text{ м}^3/\text{год}$  можна розмішувати безпосередньо на кришках горловин резервуарів або в межах резервуарної установки на відстані не менше ніж 1 м від підземних або надземних резервуарів, а більшої продуктивності тільки за межами установки на відстані не менше ніж 10 м від огорожі резервуарної установки, а від будинків та споруд - за нормами ДБН [1, п. 9.26].

## 14.2. Трубопроводи групових балонних та резервуарних установок

Обв'язувальні трубопроводи резервуарів, балонів та регуляторів розраховують на тиск, прийнятий для резервуарів або балонів [1, п. 9.46]. Зовнішні газопроводи від резервуарів мають бути сталевими, для газопроводів рідкої фази використовують безшовні труби або електрозварні, які повинні пройти стовідсотковий контроль зварного шва неруйнівним методом, а для діаметра 50 мм і більше – випробування зварного шва на розтягування [1, п. 9.47].

Допускається приєднувати газове устаткування тимчасових та сезонних установок, розміщених поза приміщеннями, за допомогою гумових рукавів за умови виконання вимог ДБН [1, п. 9.47].

Підземні газопроводи низького тиску від ГБУ та резервуарних установок із штучним випаруванням газу прокладають на глибині, де мінімальна температура вища ніж температура конденсації газу. Газопроводи від смісних випарників прокладають нижче глибини промерзання ґрунту [1, п. 9.48].

Надземні газопроводи від ГБУ, розміщених в опалюваних приміщеннях, та від підземних резервуарних установок повинні мати теплову ізоляцію з негорючих матеріалів [1, п. 9.49].

Газопроводи повинні мати уклон не менше ніж 5% в бік конденсатозбірників для підземних газопроводів та у бік газопостачальної установки для надземних газопроводів. Місткість конденсатозбірників приймають не менше ніж 4 л на  $1 \text{ м}^3$  розрахункової годинної витрати газу [1, п. 9.50].

Перекривальну арматуру газопроводів низького тиску від ГБУ та резервуарних установок встановлюють відповідно до вимог розділу 4 ДБН [1]. Якщо від однієї резервуарної установки постачають газом більш ніж 400 квартир, то на газопроводі від неї над землею



поза проїзною частиною доріг встановлюють додаткову запірну арматуру [1, п. 9.51].

Розрахункову витрату скраплених газів визначають за формулою [1, п. 9.10], кг/год:

$$Q_d = n \cdot K_d \cdot K_h \cdot \frac{Q_y}{365 \cdot Q_h}, \quad (14.1)$$

де  $n$  - число мешканців, що користуються природним газом;  $K_d$  - коефіцієнт добової нерівномірності споживання газу протягом року (для газових плит – 1,4, для газових плит та проточних нагрівників – 2,0);  $K_h$  - показник годинного максимуму добової витрати;  $Q_y$  - річна витрата газу однією людиною в теплових одиницях кДж/рік;  $Q_h$  - теплота згорання газу, кДж/кг.

### 14.3. Контрольні питання

1. Наведіть схему і дайте характеристику газобалонним і резервуарним установкам.
2. Які особливості газопостачання житлових будинків скрапленим газом?
3. В яких випадках застосовують випарні установки?
4. Які вимоги щодо розташування випарних установок?
5. Як прокладають газопроводи від газобалонних, резервуарних та випарних установок.



## 15. Надійність систем газопостачання

### 15.1. Основні поняття. Критерії надійності

Під надійністю газорозподільчої системи розуміють її здатність транспортувати споживачам необхідну кількість газу із збереженням заданих параметрів в нормальних умовах експлуатації протягом певного періоду. Надійність газопостачання має значне економічне і соціальне значення, останнє полягає у тому, що аварії спричиняють відчутні моральні збитки: порушують нормальні умови праці та відпочинку людей, збільшують число захворювань.

В теорії надійності технічних пристроїв основним критерієм для оцінювання працездатності елемента або системи є ймовірність безвідмовної роботи протягом заданого періоду часу,  $t$ , -  $P(t)$ .

Для газорозподільчих мереж відмовою вважають постачання газу споживачам менше допустимого рівня, визначеного для аварійних ситуацій.

Для зменшення збитків, зумовлених відключенням споживачів від газопостачання в разі аварійної ситуації, мережу секціонують, кільцюють або дублюють ділянки, а також використовують аварійні джерела живлення.

Надійність газопостачальних систем забезпечують двома шляхами: збільшенням надійності і якості елементів системи та її резервуванням.

Відмова елемента полягає у порушенні його працездатності, для відновлення якої здійснюють ремонт, виключаючи елемент з системи. До уваги беруть раптову відмову, яка потребує термінового відключення.

Природа відмов має ймовірнісний характер. Головна їх властивість полягає у тому, що це випадкові та рідкі події.

Характеристикою надійності елементів може служити інтенсивність відмов ( $\lambda$ ) - ймовірність того, що елемент який пропрацював час  $t$  відмовить у наступний момент -  $dt$ . Функція  $\lambda(t)$  для багатьох елементів має три періоди:

- перший період – період припрацювання, під час якого відмовляють елементи з прихованими дефектами. Цей період припадає на налагоджування та випробування системи;
- другий період - період нормальної роботи;



- третій період – період старіння, під час якого інтенсивність відмов зростає.

Строк роботи елементів приймають меншим за час старіння, тому його не враховують.

Під час нормальної роботи інтенсивність відмов постійна. Кожен елемент системи може перебувати в стані роботи або відмови.

Послідовність відмов елементів в часі називають потоком відмов, наприклад, кількість відмов за рік. Потік відмов характеризується параметром  $\omega(t)$ , який дорівнює безумовній ймовірності відмови елемента за одиницю часу. Його визначають експериментально або за статистичними даними.

Наприклад, якщо за час  $\Delta t$  кожен з елементів відмовив  $N$  разів тоді [3, стор. 186]:

$$\omega = \sum_{i=1}^n \frac{m_i}{N \cdot \Delta t}, \quad (15.1)$$

де  $m_i$  - кількість елементів в системі, яка відмовила,  $N$  - загальна кількість однотипних елементів в системі.

Величину обернену потоку відмов називають напрацюванням відмови:  $T = 1/\omega$  годин. Це є середній час роботи елемента між відмовами.

Газорозподільчі мережі характеризуються дуже малою величиною параметру потоку відмов. Відмова є випадковою, нечастою подією і її описують законом розподілу випадкових величин Пуассона. Вони характеризуються стаціонарністю, відсутністю післядії і ординарністю.

Стаціонарність обумовлена тим, що ймовірність відмови залежить лише від тривалості процесу і не залежить від зсуву цього процесу в часі в ту чи іншу сторону.

Відсутність післядії полягає у тому, що відмови виникають незалежно одна від одної.

Ординарність – це неможливість появи двох або більше відмов за малий проміжок часу.

Надійність елементів характеризується коефіцієнтом готовності –  $K_z$ , який дорівнює ймовірності перебування у справному стані [3, стор. 187]:

$$K_z = \frac{T}{T + T_g}, \quad (15.2)$$



де  $T$  – напрацювання на відмову, год;  $T_e$  – середній час відновлення, год.

Основні пошкодження розподільчих систем – це механічні, корозійні та розриви зварних швів. Їх поділяють: на раптові та поступові; такі, що потребують відключення та такі, що можуть бути ліквідовані без відключення.

Аналіз пошкоджень газових мереж показав, що параметри відмов  $\omega(t)$  становлять [3, стор. 190]:

- для корозійних пошкоджень –  $1,54 \cdot 10^{-3}$  1/(км рік);
- для пошкоджень зварних швів –  $0,92 \cdot 10^{-3}$  1/(км·рік);
- для механічних пошкоджень –  $2,09 \cdot 10^{-3}$  1/(км·рік);
- для засувок –  $3,4 \cdot 10^{-3}$  1/рік.

Рекомендовано [3, стор. 190] приймати такі розрахункові значення параметра потоку відмов  $\omega(t)$ :

- для газопроводів –  $2 \cdot 10^{-3}$  1/(км·рік);
- для засувок чавунних –  $1,7 \cdot 10^{-3}$  1/рік;
- для засувок сталевих –  $0,3 \cdot 10^{-3}$  1/рік;
- для кранів –  $0,2 \cdot 10^{-3}$  1/рік.

## **15.2. Показники надійності розподільчих систем газопостачання. Розрахунок надійності газових мереж**

Стан системи в момент  $t$  визначається станом в цей момент її елементів. З певною сукупністю справних та несправних елементів система може бути справною або несправною в цілому. Перехід системи з одного стану в інший пов'язаний з відновленням чи відмовою її елементів.

Відмовою системи вважають такий стан, коли хоча б один споживач відключений і не отримує газу. Для зарезервованих систем відмовою вважають подачу газу меншу ніж лімітована.

Для визначення характеру відмови (повної або часткової) потрібні дані про структуру системи і, в першу чергу, як з'єднані елементи: послідовно чи паралельно.

Відмова одного елемента в послідовному з'єднанні призведе до відмови системи в цілому. Тому ймовірність безвідмовної роботи системи буде дорівнювати ймовірності безвідмовної роботи всіх її елементів:



$$P(t) = P_1(t) \cdot P_2(t) \cdot \dots \cdot P_n(t) = e^{-\omega_1 t} \cdot e^{-\omega_2 t} \cdot \dots \cdot e^{-\omega_n t} = e^{-\omega_0 t}, \quad (15.3)$$

де  $\omega$  - параметр потоку відмов окремих елементів;  $\omega_0$  - сумарне значення потоку відмов:

$$\omega_0 = \omega_1 + \omega_2 + \dots + \omega_n.$$

Якщо елементи з'єднані паралельно, то до відмови системи в цілому призведе відмова всіх елементів, що можливо в разі поєднання двох подій: відмови одного елемента і ремонту іншого. Тоді ймовірність відмови дорівнює добутку ймовірностей цих подій:

$$(1 - e^{-\omega_1 t}) \cdot (1 - e^{-\omega_2 (\tau_1 + \tau_2)}), \quad (15.4)$$

де  $\tau_1$  та  $\tau_2$  - тривалість відмови першого та другого елемента.

Показником надійності системи газопостачання є відношення показника якості функціонування реальної системи  $\Phi(t)$  до показника якості функціонування ідеальної системи  $\Phi_0(t)$ :

$$R_{cист} (t) = \frac{\Phi_x(t)}{\Phi_0(t)} \quad (15.5)$$

Для оцінки ефективності функціонування складної технічної системи приймають, що кожному стану відповідає характеристика якості функціонування  $\Phi_x(t)$ . За характеристику якості функціонування системи доцільно прийняти годинну витрату газу, яку подають споживачам: ідеальної - максимальну годинну, реальної - розрахункову:

$$\Phi_x(t) = Q_0 - \Delta Q_x, \quad (15.6)$$

де  $\Delta Q_x$  - нестача газу в аварійних випадках.

Математичне очікування якості функціонування визначають за формулою:

$$Q(t) = Q_0 - \sum_{j=1}^{j=l} \Delta Q_j \cdot \frac{\omega_j}{\sum \omega_i} \cdot (1 - e^{-\sum \omega_i t}) \quad (15.7)$$

Показник надійності буде дорівнювати:

$$R_{cист} (t) = 1 - \sum_{j=1}^{j=l} \frac{\Delta Q_j \cdot \omega_j}{Q_0 \cdot \sum \omega_i} \cdot (1 - e^{-\sum \omega_i t}), \quad (15.8)$$

де  $j$  - аварійний стан;  $\omega$  - потік відмов ділянок;  $l$  - число елементів,



відмови яких створюють аварійні ситуації;  $\Delta Q_j$  - нестача газу в аварійних ситуаціях.

Якщо система має послідовні та паралельні з'єднання, то для визначення показника надійності застосовують методи зведення систем до більш простих – агрегування чи еквівалентування мережі (рис. 15.1).

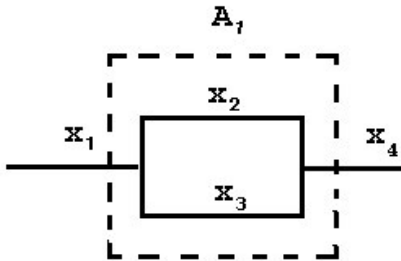


Рис. 15.1. Агрегування системи

Після визначення сумарного показника безвідмовності  $x_2$  та  $x_3$  його можна замінити одним агрегатом  $A_1$  і отримати схему із трьох послідовних елементів:  $x_1 - A_1 - x_4$ , показник надійності якої визначають за формулою (15.3).

### 15.3. Контрольні питання

1. Що називають надійністю систем газопостачання?
2. Яке значення має надійність систем газопостачання?
3. Які є шляхи підвищення надійності систем газопостачання?
4. Що називають потоком відмов в системі газопостачання?
5. Як визначають ймовірність безвідмовної роботи послідовно з'єднаних елементів системи?
6. Як визначають ймовірність відмови паралельно з'єднаних елементів системи?
7. Що є показником надійності системи газопостачання?



## 16. Лабораторні роботи

### 16.1. Вступ

Метою виконання лабораторних робіт є:

- закріплення студентами теоретичних знань з дисципліни «Газопостачання»;
- ознайомлення з конструкцією та принципом роботи устаткування та пристроїв систем газопостачання;
- отримання навичок пуску в роботу та настроювання обладнання та пристроїв.

Під час підготовки до виконання лабораторних робіт, студенту необхідно вивчити відповідні розділи посібника і методичні вказівки наведені в даному розділі.

Перед початком виконання робіт студент повинен ознайомитися з відповідним стендом або установкою та інструкцією з техніки безпеки. Перевірку знань техніки безпеки здійснює викладач до початку проведення лабораторних робіт.

Збирання і розбирання окремих вузлів установки чи обладнання, передбачене окремими лабораторними роботами, виконують студенти.

Після необхідних вимірювань, обробки даних спостережень і обчислень студент складає звіт про роботу.

### 16.2. Труби, фасонні частини, арматура систем газопостачання (лабораторна робота № 1)

Мета роботи: ознайомлення з типами труб (номери ГОСТ, ДСТУ, технічних умов), які застосовують для будівництва газопроводів, способами з'єднання труб між собою, видами арматури, її позначенням та умовами застосування.

Матеріали й обладнання, необхідні для виконання роботи: роботу виконують в лабораторії кафедри водовідведення, теплогазопостачання та вентиляції і в технічному класі підприємства «Рівнегаз». Під час роботи використовують лабораторні стенди із зразками труб, фасонних частин, а також плакати і рекламно-інформаційні матеріали підприємств-виробників.





Хід виконання роботи:

1. Ознайомлення з типами трубопроводів, які використовують для будівництва систем газопостачання.
2. Вивчення способів з'єднання трубопроводів.
3. Ознайомлення з видами фасонних частин та арматурою систем газопостачання.

Короткі теоретичні відомості. Для будівництва газопроводів згідно з ДБН В.2.5-20-2001 «Газопостачання» застосовують сталеві або поліетиленові трубопроводи. В містах, на промислових підприємствах, на територіях насичених інженерними комунікаціями застосовують переважно сталеві газопроводи. Поліетиленові труби використовують для прокладання територією міст газопроводів з тиском до 0,3 МПа та територією селищ і для міжселищних газопроводів з тиском до 1,0 МПа [10, п. 5.5].

Для будівництва систем газопостачання застосовують труби, виготовлені з вуглецевої сталі звичайної якості за ДСТУ 2651:2005/ГОСТ 380-2005 та якісної сталі за ГОСТ 1050-88 лише першого сорту. За способом виготовлення трубопроводи поділяють на зварні (прямошовні та спіралешовні) і безшовні (тепло-, гаряче- або холоднодеформовані).

Вибір трубопроводів залежить від способу прокладання газопроводу (надземне, наземне, підземне), його діаметра, призначення, розрахункових значень зовнішніх температур. Вибір труб здійснюють відповідно до додатка И ДБН В.2.5-20-2001.

На заводах-виробниках труби обов'язково проходять гідравлічні випробування. Вони повинні мати гарантійний запис у сертифікаті про те, що витримують потрібний гідравлічний тиск. У сертифікаті також указують номінальні розміри труб, ГОСТ, ДСТУ, за яким вони виготовлені, марку сталі, результати гідравлічних та механічних випробувань, номер партії труб.

Для будівництва підземних газопроводів застосовують труби з мінімальним діаметром 50 мм і товщиною стінки 3 мм. Товщина стінки надземних трубопроводів повинна бути не менше ніж 2 мм, а підводних переходів на 2 мм більше розрахункової, але не менше ніж 5 мм.

Умовним називають номінальний внутрішній діаметр труби. Цією величиною користуються під час вибору арматури, фасонних частин і під час виконання розрахунків. Величина умовного



діаметру, зазвичай, має округлене значення, наприклад, : 10, 15, 20, 25, 32, 40, 50 мм і т.д.

Зовнішній діаметр визначений стандартами і має більш точне значення, а внутрішній є величиною похідною від зовнішнього діаметра й товщини стінки.

Застосування поліетиленових трубопроводів зумовлене їх властивостями: вони у чотири - вісім разів легші за сталеві, що полегшує їх транспортування та монтаж; мають менший гідравлічний опір (приблизно на 20%); мають високу корозійну стійкість; хороші діелектричні якості, що надзвичайно важливо для прокладання у зоні дії блукаючих струмів; більшість типорозмірів поліетиленових труб постачають бухтами (котушками) довжиною від 50 до 500 м (якщо на 800 м поліетиленового трубопроводу буде виконано всього один стик, то для сталевого трубопроводу такої ж довжини 60...80 стиків); поліетиленові труби мають меншу жорсткість, тому в країнах з підвищеною сейсмічною активністю мають переважне використання. Разом із тим ці труби мають меншу механічну міцність, меншу температурну стійкість.

Поліетиленові труби випускають за ДСТУ Б В.2.7-73-98 чорного кольору з повздовжніми маркувальними смугами (завширшки не менше ніж 2 мм) у кількості не менше трьох, рівномірно розташованими по колу труби. Для труб з поліетилену ПЕ80 смуги мають забарвлення жовтого кольору, а для поліетилену ПЕ100 – помаранчевого [19, п. 5.2.1]

Для трубопроводів застосовують такі види з'єднань: зварне, нарізне, фланцеве.

Найбільш технологічним та розповсюдженим є зварне з'єднання. Нарізні з'єднання виконують для встановлення кранів, пробок, муфт на гідрозатворах та збірниках конденсату; на надземних вводах газопроводів низького тиску, в місцях встановлення запірної арматури і для приєднання контрольно-вимірювальних приладів. Фланцеві з'єднання служать для приєднання арматури (засувки, кранів). Для ущільнення цих з'єднань використовують пароніт, гуму або інші матеріали, дозволені ДБН.

Усі роз'ємні з'єднання газопроводів повинні бути доступні для огляду та ремонту.

Фасонні частини служать для з'єднування трубопроводів, виконання поворотів, злиття та розгалуження потоку газу, переходу



з одного діаметра на інший тощо. До фасонних частин відносять: кутники, трійники, хрестовини, муфти, гайки, пробки, згони, відводи, перехідники тощо.

Арматурою називають різноманітні пристрої та устаткування, яке монтується на газопроводах, резервуарах, апаратах та приладах.

За призначенням газову арматуру поділяють на:

- запірну (для перекривання окремих ділянок трубопроводів, апаратури і приладів: крани, вентиля, засувки, поворотні затвори, гідравлічні затвори);
- запобіжну (для запобігання підвищенню тиску в газопроводах, апаратах і приладах понад установлені межі: запобіжні клапани і зворотні клапани);
- регульовальну (для управління тиском або витратою: регульовальні вентиля, клапани, конденсатозбірники та ін.);
- резервуарну та контрольну.

Уся арматура, яку застосовують у газовому господарстві, стандартизована. За прийнятим умовним позначенням шифр кожного типу арматури складається з чотирьох частин: перші дві цифри вказують на тип арматури (наприклад, 10 – кран пробково-спускний, 11 – кран для трубопроводу, 14 або 15 – вентиль, 16 – кран зворотний підйомний, 17 – кран запобіжний, 19 – кран зворотний поворотний, 21 – регулятор тиску, 30 або 31 – засувка, 32 – затвор); буква за ними - на матеріал із якого виготовлено корпус арматури (наприклад, с – вуглеводна сталь, лс – легована сталь, нж – нержавіюча сталь, ч – сірий чавун, кч – ковкий чавун, б – бронза або латунь, вп – вініпласт, п – інші види пластмас); перша цифра після буквеного позначення вказує на вид приводу, далі букви - на матеріал кілець ущільнення (наприклад, бр – бронза або латунь, нж – нержавіюча сталь, р – гума, э – ебоніт, бт – бабіт, бк – відсутність у корпусі або затворі спеціальних кілець ущільнення).

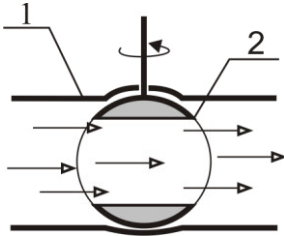
Принципові схеми роботи різних типів запірної арматури показані на рисунках 16.1-16.4.

Перекривальним пристроєм крана 2 є пробка, яка обертається у корпусі 1 навколо своєї осі (рис. 16.1). Пробка має наскрізний отвір: в кульових кранах – круглий, в інших у вигляді щілини. Для повного відкривання пробку повертають навколо осі проти годинникової стрілки на  $90^\circ$ .

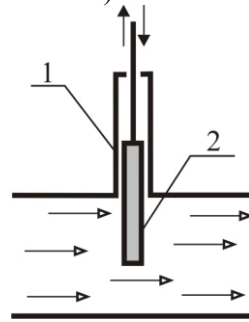
Прохід газу в корпусі 1 засувки перекриває затвор 2, який має



форму плоского диска або клина, і пересувається у площині перпендикулярній до напрямку руху газу. Для повного відкриття перекривальний пристрій піднімають на величину, яка дорівнює умовному діаметрові трубопроводу (рисунок 16.2).



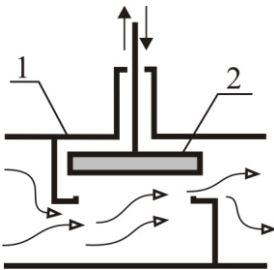
*Рис. 16.1. Принципова схема роботи крана*



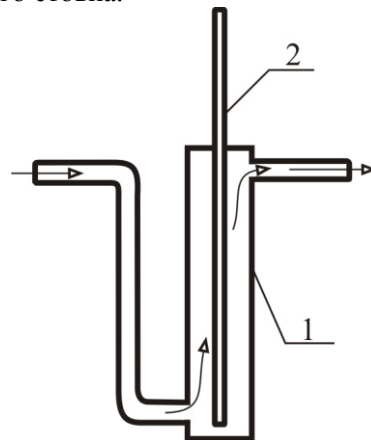
*Рис. 16.2. Принципова схема роботи засувки*

У вентилі перекривальний елемент 2 поступально рухається у напрямку, який співпадає з напрямком руху потоку (рисунок 16.3).

У гідравлічному затворі (рисунок 16.4) запірним пристроєм є вода, яку наливають у корпус 1 крізь трубку 2. Висота стовпа рідини у гідрозатворі повинна перевищувати максимальний тиск газу не менше ніж на 200 мм водяного стовпа.



*Рис. 16.3. Принципова схема роботи вентиля*



*Рис. 16.4. Принципова схема роботи гідрозатвора*

Зміст і оформлення звіту: у звіті студенти вказують номер, назву лабораторної роботи, ГОСТ, ДСТУ, сортамент та область застосування трубопроводів, ескізи фасонних частин та їх стислу характеристику, ескізи різних видів арматури, із якими вони ознайомились.

### **16.3. Обладнання газорегуляторних пунктів і установок (лабораторна робота № 2)**

Мета роботи: ознайомлення з устаткуванням ГРП: газовими фільтрами, запобіжними запірними клапанами, скидними пристроями, контрольно-вимірювальними приладами.

Матеріали й обладнання, необхідні для виконання роботи: роботу виконують в лабораторії кафедри водовідведення, теплогазопостачання та вентиляції і в технічному класі підприємства «Рівнегаз». Під час роботи використовують лабораторні стенди підприємства «Рівнегаз», зразки обладнання та контрольно-вимірювальних приладів, плакати, демонстраційні плівки до проектора.

Хід виконання роботи:

1. Ознайомлення із запобіжно-запірними клапанами. Студенти замальовують схему, описують принцип дії та технічні характеристики обладнання.

2. Ознайомлення з типами скидних пристроїв, принципом їх дії та технічними характеристиками.

3. Вивчення типів та конструкції газових фільтрів.

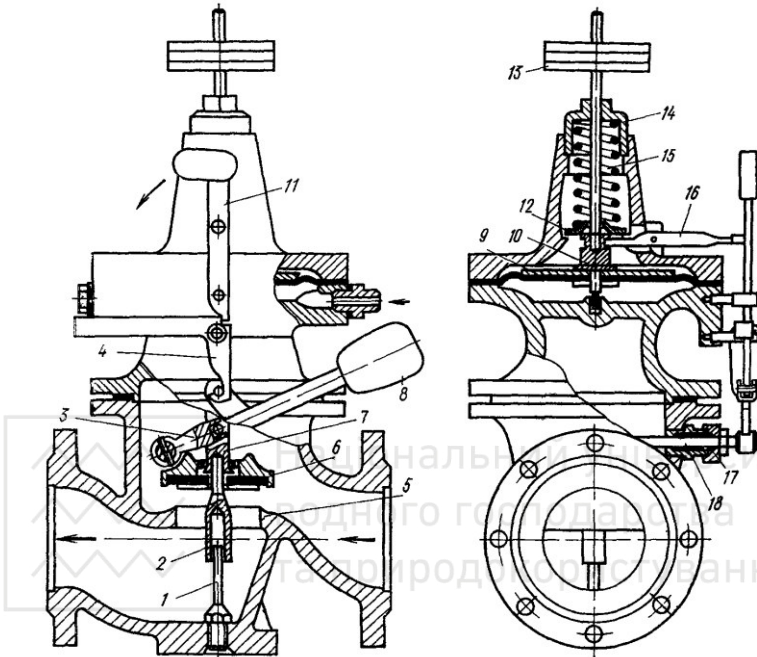
4. Ознайомлення з видами контрольно-вимірювальних приладів, їх технічними характеристиками.

Короткі теоретичні відомості. Окрім регуляторів тиску обов'язковим устаткуванням ГРП є запобіжні пристрої, фільтри та контрольно-вимірювальна апаратура.

Запобіжно-запірні клапани встановлюють перед регулятором тиску газу [1, п. 5.40]. Їх мембранна голівка імпульсною трубою з'єднана з газопроводом кінцевого тиску. Із збільшенням кінцевого тиску понад установлені норми запобіжно-запірні клапани відсікають подачу газу на регулятор.

Запобіжно-запірні клапани ПКН і ПКВ (рис. 16.5) контролюють верхню та нижню межу тиску на виході газу. Клапани випускають з

умовними проходками 50, 80, 100 і 200 мм. Клапан ПКВ на відміну від клапана ПКН має меншу активну площу мембрани за рахунок установленого сталевго кільця.



**Рис. 16.5. Запобіжно-запірні клапани ПКН і ПКВ**

1 – напрямна; 2 – фіксатор; 3 – виделка; 4 – запобіжник; 5 – сідло; 6 – клапан; 7 – шток; 8 – підйомний важіль; 9 – мембрана; 10 – шток; 11 – ударник; 12 – опорна шайба; 13 – вантаж; 14 – гайка; 15 – пружина; 16 – клямка; 17 – сальник; 18 – вісь важеля

В кільцевих системах газопостачання ЗЗК настраюють на верхню межу спрацювання, яка не перевищує 15% максимального робочого тиску, а ЗСК повинні забезпечити скид газу за умови перевищення максимального робочого тиску на 25%.

В тупикових системах газопостачання ЗСК, а також запобіжно-скидні пристрої, вбудовані в регулятори тиску, повинні забезпечувати скидання газу за умови збільшення максимального робочого тиску після регулятора на 15%, а ЗЗК настраюють на



верхню межу спрацювання, яка не перевищує 25% максимального робочого тиску.

В газорегуляторних установках шафового типу встановлюють запірно-запобіжний клапан ПСК-40М.

Запобіжно-запірні клапани контролюють верхню та нижню межу тиску газу, а скидні клапани – лише верхню.

В тупикових і кільцевих системах газопостачання низького тиску до 300 даПа (300 мм вод. ст.) нижню межу спрацювання ЗЗК установлює експлуатаційна організація, але не менше ніж 700 Па у споживача.

Типи скидних пристроїв відрізняються конструкцією, габаритами, принципом дії й областю застосування.

Скидні пристрої поділяють на:

- гідравлічні;
- важільно-вантажні;
- пружинні;
- мембранно-пружинні.

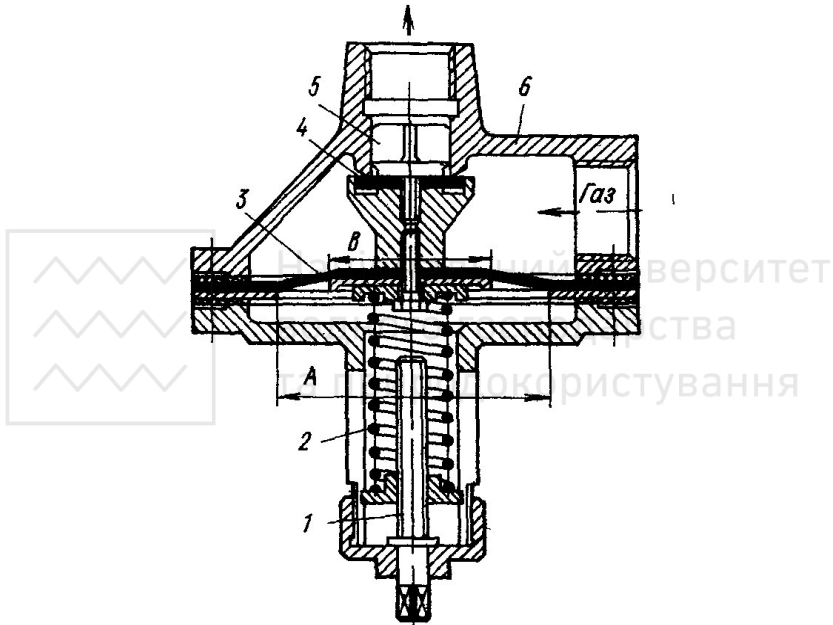
В гідравлічному скидному клапані розрахунковий тиск не може витіснити масу стовпа рідини, яка перекриває рух газу. Лише тоді, коли тиск виявиться більшим ніж висота стовпа рідини в клапані, газ витісняє рідину і скидається в атмосферу. В якості запірної рідини використовують воду, якщо клапан встановлено у приміщенні з плюсовою температурою, або гліцерин, чи іншу рідину з низькою температурою замерзання, якщо в приміщенні можлива температура нижча ніж 0°C.

Пружинний скидний клапан на відміну від гідравлічного має менші габарити і може працювати як під низьким так і під середнім тиском. Його випускають у двох варіантах: ПСК-25 і ПСК-50, які відрізняються один від одного габаритами і пропускною здатністю (рис. 16.6). Газ після регулятора надходить на мембрану ПСК. Якщо тиск газу виявиться більшим тиску пружини, то мембрана відкриє клапан і газ буде скинутий. Як тільки тиск газу стає меншим ніж тиск пружини, клапан закривається. Для встановлення ПСК на газопроводах низького або високого тиску підбирають відповідну пружину.

Оскільки скидні пристрої налаштовують на менший тиск, ніж запобіжно-запірні клапани, то вони спрацьовують першими. Газ скидається в атмосферу, якщо регулятор тиску працює нормально,



але через засмічення або зношування клапана негерметично перекриває рух середовища. Якщо надходження газу крізь нещільно закритий клапан буде більшим ніж споживання, то тиск на виході зростатиме. Тоді надлишок газу буде скинуто в атмосферу. Його кількість є незначною, а такі ситуації, зазвичай, короткочасні. В цьому випадку скидання газу попереджує закривання запобіжно-запірного пристрою й порушення нормального режиму газопостачання.



**Рис. 16.6. Запобіжно-скидний клапан типу ПСК**  
1 – регулювальний гвинт; 2 – пружина; 3 – мембрана;  
4 – ущільнення; 5 – золотник; 6 – сідло

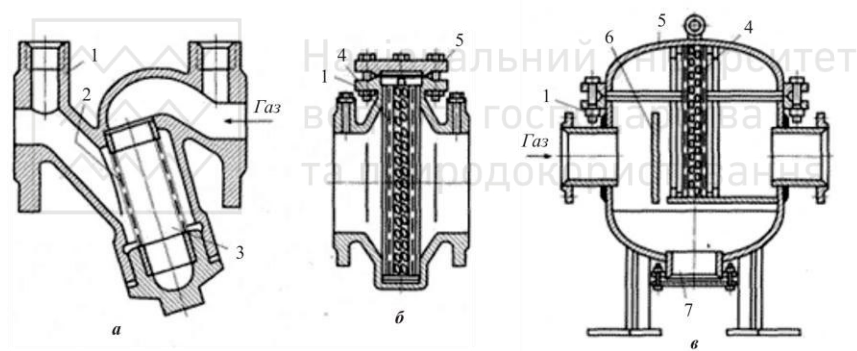
Якщо відмовляє регулятор тиску, то тиск у мережі зростає, незважаючи на спрацювання скидного клапана. Це аварійна ситуація, в якій спрацює запобіжно-запірний клапан: буде перекрито подавання газу до регулятора. Запобіжно-запірний клапан також спрацює, якщо тиск газу зменшиться понад установлену межу, що може статись під час аварії на газопроводі.



Після ліквідації аварійних ситуацій подавання газу споживачам автоматично не відновлюється. Знову відкрити клапан може лише експлуатаційний персонал, це попередить аварійні ситуації та нещасні випадки, які можуть бути викликані раптовим увімкненням газу.

Для очищення газу від домішок і попереджування засмічування імпульсних трубок, дросельних органів, а також зношування перекривальних і дросельних пристроїв в ГРП і ГРУ перед запобіжно-запірними клапанами й регуляторами тиску встановлюють газові фільтри.

Газові фільтри за конструкцією поділяють на сітчасті та касетні (рис. 16.7). В сітчастих фільтрах фільтрувальним матеріалом є дрібна сітка, крізь яку проходить газ і на якій осідають тверді частинки. В касетних фільтрах газ фільтрується крізь плоску касету, заповнену фільтрувальним матеріалом: кінським волосом, капроною ниткою тощо.



**Рис. 16.7. Газові фільтри**

*а – сітчастий; б і в – касетні;*

*1 – корпус; 2 – фільтрувальна сітка; 3 – пробка; 4 – фільтрувальна касета;*

*5 – кришка; 6 – відбійний лист; 7 – люк для очищування фільтра*

Для вимірювання перепаду тиску, що виникає під час проходження газу крізь фільтр, передбачені спеціальні штуцери, до яких приєднують диференціальний манометр. Перепад тиску на фільтрі характеризує ступінь його забрудненості.

Зміст і оформлення звіту: у звіті студенти вказують номер, назву лабораторної роботи, замальовують принципові технологічні схеми устаткування, вказують його основні елементи, їх



призначення, наводять технічні характеристики, вивченого під час лабораторної роботи обладнання.

## 16.4. Газорегуляторні пункти (лабораторна робота № 3)

Мета роботи: Ознайомитись з технологічною схемою та вивчити принцип роботи газорегуляторного пункту.

Матеріали й обладнання, необхідні для виконання роботи: роботу виконують на діючому газорегуляторному пункті (ГРП ВАТ «Рівнегаз») та навчальному шафовому регуляторному пункті (лабораторія газопостачання).

Хід виконання роботи:

1. Ознайомлення з правилами техніки безпеки виконання робіт в ГРП.
2. Ознайомлення з розташуванням ГРП стосовно житлових будинків та інших об'єктів на території мікрорайону.
3. Вивчення технологічної схеми та принципу роботи ГРП.
4. Ознайомлення з розміщенням окремих елементів в приміщенні ГРП.
5. Вивчення технологічної схеми та принципу роботи ШРП.

Короткі теоретичні відомості. Газорегуляторні пункти призначені для зменшення тиску газу і підтримування його сталим під час подавання з мережі високого тиску в мережу середнього тиску, з мережі середнього тиску в мережу низького тиску та для постачання промислових і комунальних підприємств.

Газорегуляторні пункти поділяють на: стаціонарні, розміщені у приміщеннях будівель (ГРП); блокові, виготовлені в заводських умовах у вигляді контейнера, який доставляють на місце будівництва готовим (ГРПБ); шафові, теж виготовлені в заводських умовах у вигляді металевих шаф (ШРП); комбіновані будинкові регулятори тиску (КБРТ).

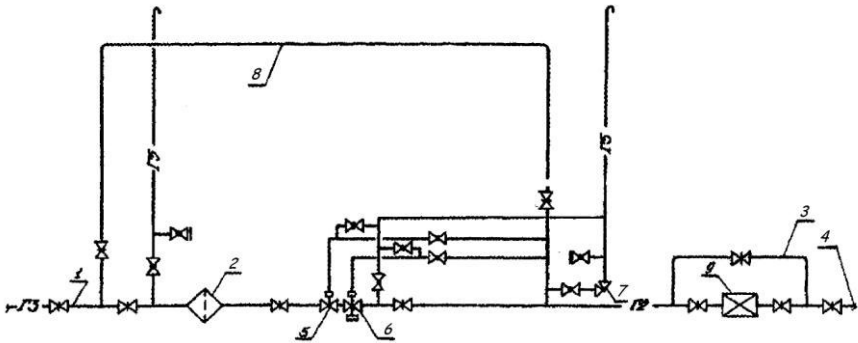
На більшості ГРП редукування газу одноступеневе і одноконтурне. Принципова технологічна схема ГРП наведена на рисунку 16.8.

Основними пристроями устаткування ГРП є регулятор тиску, фільтр, запобіжний запірний клапан, запобіжний скидний клапан, запірні арматура і контрольно-вимірювальні прилади.

Фільтри призначені для очищення газу від механічних



домішок. Їх встановлюють після вхідного запірного пристрою. За конструкцією вони бувають сітчасті, волосяні і вісцинові.



**Рис. 16.8. Принципова схема ГРП**

- 1 – газопровід високого тиску; 2 – фільтр; 3 – обвідна лінія лічильника газу;  
4 – газопровід середнього тиску; 5 – запобіжно-запірний клапан; 6 – регулятор тиску;  
7 – запобіжно-скидний клапан; 8 – обвідна лінія регулятора; 9 – лічильник газу

Фільтри, встановлені в ГРП, ГРПБ, ШРП та ГРУ мають штуцери для приєднання КВП або інших пристроїв, призначених для визначення перепаду тиску на фільтрі, який при максимальній витраті газу характеризує ступінь засміченості фільтрувальної касети.

Запобіжний запірний клапан призначений для перекривання газу за умови значного збільшення або зменшення його тиску після регулятора. ЗЗК встановлюють перед регулятором тиску. Конструкція клапана повинна виключати самовільне відкривання запірного пристрою без втручання експлуатаційного персоналу. Діаметр клапанів - 50, 80, 100 і 200 мм. Марки - ПК, ПКН, ПКВ.

Запобіжний скидний клапан призначений для скидання газу в атмосферу за умови збільшення його тиску після регулятора. Він спрацьовує раніше ніж запобіжний запірний клапан, і, відповідно, налаштований на менший тиск. За конструкцією ЗСК поділяють на гідравлічні (до 10 кПа), мембранно-пружинні (10...100 кПа), пружинні і вантажні (більше 10 кПа).

Витратоміри встановлюють як перед, так і після регулятора



тиску. За конструкцією вони бувають ротаційними, турбінними, діафрагмовими та іншими.

В ГРП передбачають систему продувальних та скидальних трубопроводів, які забезпечують видалення повітря з газопроводів, а також очищення їх внутрішньої порожнини.

Продувальні трубопроводи влаштовують:

- на вхідному газопроводі після першого запірного пристрою;
- на обвідному газопроводі (байпасі) між двома перекривальними пристроями;
- на ділянках газопроводу з устаткуванням, яке вимагає профілактичного огляду та ремонту

Умовний діаметр продувального трубопроводу повинен бути не менше ніж 20 мм.

Умовний діаметр скидального трубопроводу, який відводить газ від ЗСК, повинен дорівнювати умовному діаметру вихідного патрубку клапану, але бути не менше ніж 20 мм.

Продувальні та скидальні трубопроводи виводять назовні в місця з безпечними умовами для розсіювання газу, але не менше ніж 1 м вище карниза даху або парасету будинку. На кінцях цих трубопроводів влаштовують пристрої для захисту від попадання в них атмосферних опадів.

Зміст і оформлення звіту: у звіті студенти вказують номер, назву лабораторної роботи, наводять принципові технологічні схеми ГРП та ШРП, описують принцип роботи, наводять характеристику встановленого обладнання.

## **16.5. Газові прилади і устаткування житлових будинків (лабораторна робота № 4)**

Мета роботи: ознайомлення з газовими приладами, які використовують в житлових будинках для приготування їжі, гарячої води та опалювання, а також із газовими лічильниками для обліку спожитого газу. Ознайомлення з газовим обладнанням для газопостачання житлових будинків скрапленими вуглеводневими газами.

Матеріали й обладнання, необхідні для виконання роботи: роботу виконують в лабораторії кафедри водовідведення, теплогазопостачання та вентиляції і в технічному класі



підприємства «Рівнегаз». Під час роботи використовують газові плити, водонагрівники, побутові котли, лічильники, а також плакати, схеми, демонстраційні плівки до проєктора.

*Хід виконання роботи:*

1. Вивчення будови побутової газової плити, ознайомлення з типами та технічними характеристиками плит.
2. Ознайомлення з конструкцією газових водонагрівників.
3. Ознайомлення з устаткуванням для опалювання житлових приміщень.
4. Вивчення будови та принципу дії побутового газосигналізатора.
5. Ознайомлення із схемами газопостачання будинків скрапленими вуглеводневими газами.

*Короткі теоретичні відомості:*

В житлових будинках газ використовують для приготування їжі, гарячої води, опалювання. Основними приладами систем газопостачання будинків є плити, водонагрівники, котли або інше устаткування для опалювання.

Робота газових приладів характеризується такими показниками:

1. Тепловим навантаженням, або тепловою потужністю – кількістю теплоти газу, яку витрачає прилад, кВт;
2. Теплопродуктивністю – кількістю корисно використаного тепла, яке передається тілу, котре нагрівається, кВт;
3. Коефіцієнтом корисної дії (ККД) – відношенням теплопродуктивності до теплового навантаження приладу.

Газові прилади, які встановлюють у житлових будинках, працюють на газі низького тиску і обладнані ежекційними пальниками атмосферного типу.

***Побутові газові плити.*** Побутові газові плити виготовляють з двома, трьома, чотирма і п'ятьма конфорками з духовими шафами та без них.

Газова плита складається з таких основних частин (рисунки 16.9): корпусу 1, робочого стола 2, духової шафи 3, газових пальників 4 та газорозподільчого пристрою з кранами 5.

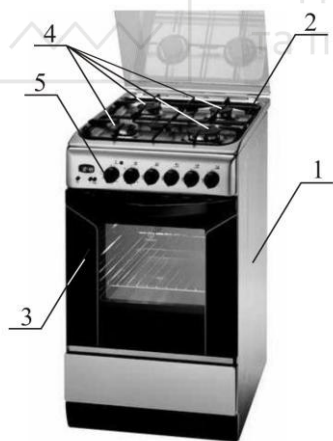
Газопроводи й арматура газових плит мають бути герметичними.

Втрати тиску в приладах автоматики й контролю не повинні перевищувати 100 Па.

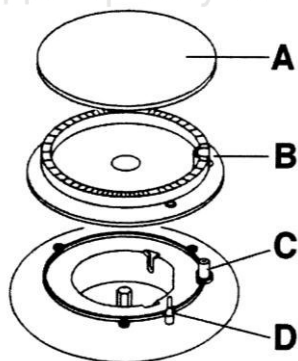
Від атмосферних пальників побутових газових плит продукти горіння відводяться безпосередньо в кухню. Частина повітря, необхідного для горіння (первинне повітря) ежектується газом, інша частина (вторинне повітря) поступає до полум'я безпосередньо з навколишнього середовища. Повітря до пальників духовки надходить крізь щілини й отвори в плиті.

Конфоркові пальники є різної теплової потужності: підвищеної (2,6-3 кВт), середньої (1,7-2 кВт) та мінімальної (близько 1 кВт). Основні елементи конфорки показані на рисунку 16.10.

Управляють роботою газових конфорок за допомогою ручок кранів, розташованих на панелі плити. Ручки мають пристрої, які запобігають випадковому повороту з положення „закрито”. Крім того, крани багатьох сучасних плит мають фіксоване положення «мале полум'я», яке забезпечує стійкий процес горіння в економічному режимі. Робочий стіл плити оснащують решіткою. На задній частині столу закріплена відкидна кришка.



**Рис. 16.9. Побутова газова плита**  
1 – корпус; 2 – робочий стіл; 3 –  
духова шафа; 4 – газові пальники;  
5 – крани

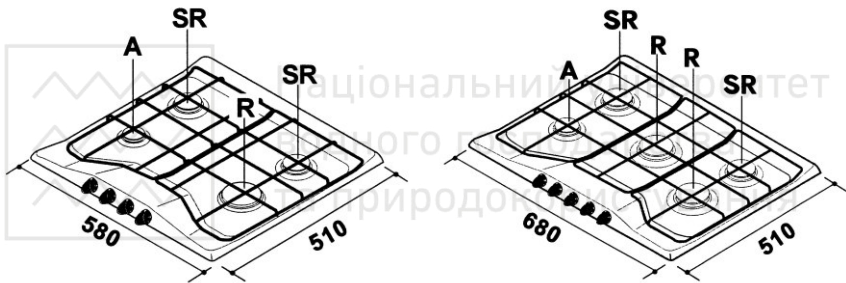


**Рис. 16.10. Схема конфорки газової плити**  
А – кришка конфорки; В – розсікач; С –  
елемент електричного підпалювання; D –  
термопара



Духові шафи мають оглядове вікно з біметалевим термопоказчиком. Шафа укомплектована пристроями для випікання та смаження. В багатьох духовках є електричне освітлення, яке дозволяє без відкривання дверцят спостерігати за процесом приготування їжі. Сучасні духовки оснащують також електрогрилем, цифровим таймером із звуковим сигналом.

Крім газових плит застосовують також газові панелі (рисунок 16.11), які врізають у стільницю кухонних меблів, і, здебільшого, використовують в приміщеннях із підвищеними вимогами до інтер'єру. Для таких приміщень розроблено також моделі газових плит з безпечним температурним режимом стінок, що дозволяє вбудовувати їх в кухонні гарнітури (у той час як для інших плит відстань від бічної стінки духової шафи до дерев'яних елементів меблів повинна становити не менше ніж 15 см).



*Рис. 16.11. Моделі газових панелей фірми ZANUSSI*

*A – конфорки мінімальної потужності; SR – конфорки середньої потужності;  
R – конфорки підвищеної потужності*

**Побутові газові водонагрівники.** У водонагрівниках використовують два способи нагрівання:

1. Нагрівання проточної води, яка надходить із водопроводу;
2. Нагрівання води в спеціальних ємностях, звідки періодично відбирають воду.

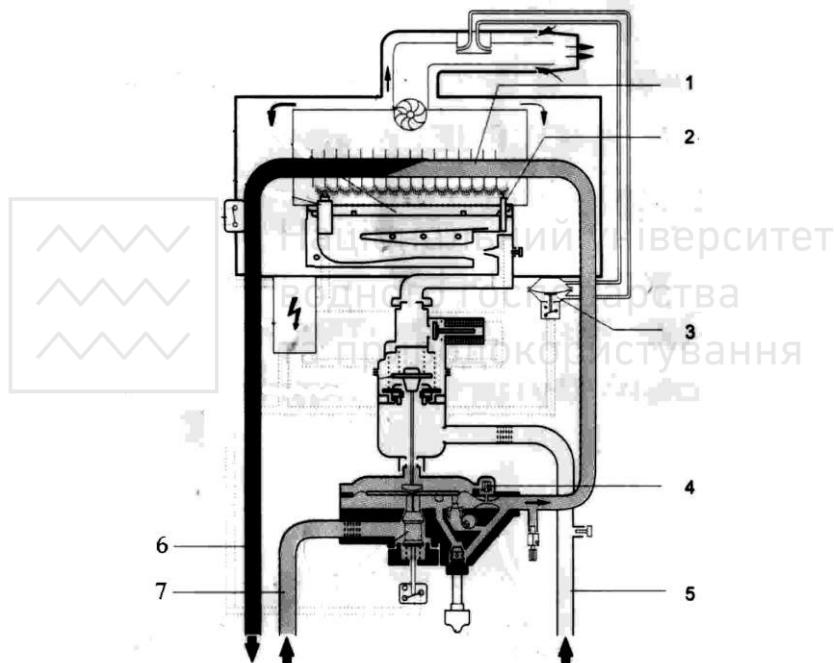
Тому газові водонагрівники поділяють на проточні та ємнісні.

Принцип роботи проточних водонагрівників полягає у тому, що газ спалюють в ежекційному пальнику, продукти горіння проходять крізь теплообмінник, віддають тепло воді і відводяться у димохід.

Апарати водонагрівальні проточні (ВПГ-18-1-3-П, ВПГ-20-1-3-П, ВПГ-23-1-3-П, ВПГ-25-1-3-В) призначені для подавання води,

нагрітої до  $50^{\circ}\text{C}$ , в одну або одночасно декілька точок розбору. Номінальне теплове навантаження цих водонагрівників становить 21-23 кВт. ККД апарату не менше ніж 82%. Прилади розраховані для роботи на природному або скрапленому газі низького тиску. Витрата природного газу складає  $2,1 - 2,6 \text{ м}^3/\text{год}$ .

Усі основні елементи апарату ВПГ (рис. 16.12) змонтовані в емальованому кожуху прямокутної форми. Передня й бічні стінки кожуха знімаються, що полегшує доступ до внутрішніх вузлів для профілактичних оглядів і ремонтів.



**Рис. 16.12. Принципова схема проточного водонагрівника**

1 – теплообмінник; 2 – газовий пальник; 3 – блок контролю тяги; 4 – електромагнітний клапан; 5 – трубопровід подачі газу; 6 – трубопровід гарячої води; 7 – трубопровід холодної води

На передній стінці кожуха апарату є ручка керування газовим краном, кнопка вмикання електромагнітного клапана і оглядове





вікно для спостереження за полум'ям запального й основного пальників.

Зверху міститься газовідвідний пристрій, крізь який продукти горіння відводяться у димохід, знизу - патрубки для приєднання апарата до газової та водопровідних мереж.

Теплообмінник водонагрівника складається з вогневої камери й калорифера, завдяки якому висота вогневої камери зменшена до мінімуму. Основна кількість теплоти передається воді калорифером, який зібрано з ряду мідних пластин, закріплених на горизонтальних ділянках зміювика. Таким чином, у водонагрівнику теплота передається радіацією, конвекцією та теплопровідністю крізь металеві стінки зміювика.

Регулювати температуру води можна вручну зміною величини полум'я на пальнику, і автоматично, що залежить від моделі водонагрівника та фірми виробника.

Газові водонагрівники мають автоматичні блокувальні пристрої, які припиняють подавати газ в разі відсутності води або тяги.

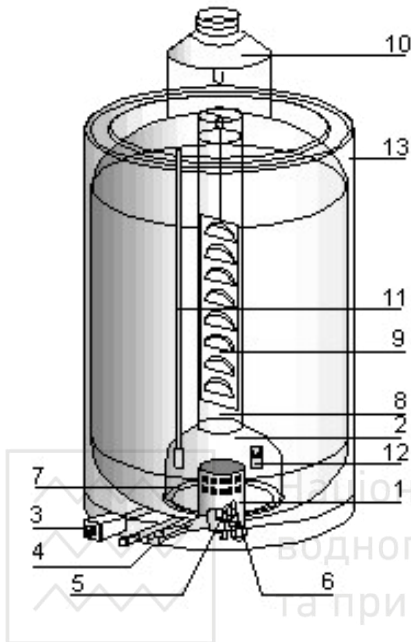
Ємнісні водонагрівники – це апарати, в яких воду нагрівають без примусової циркуляції. Вони складаються із зовнішнього циліндра (кожуха), внутрішнього циліндричного бака, жарової труби з подовжувачем тяги, газопальникового пристрою, блока автоматики (рис. 16.13). Простір між кожухом і баком заповнено теплоізоляційним матеріалом.

В жаровій трубі встановлено подовжувач потоку, який перемішує гарячі продукти горіння газу і сприяє максимальному відбиранню теплоти від них. Над жаровою трубою є пристрій для відведення продуктів горіння з перебивачем тяги. Воду до бака підводять знизу, а відбирають зверху. Якщо такий водонагрівник використовують і для опалювання приміщень, то до штуцера холодної води приєднують трубопровід зворотної лінії.

Вода в баку водонагрівника постійно знаходиться під тиском рівним тиску води в міському водопроводі. Після нагрівання до потрібної температури (80...90°C) терморегулятор автоматично припиняє подавання газу на пальник і він гасне. Полум'я запалу продовжує горіти і в разі охолодження води підпалює газоповітряну суміш на основному пальнику, газ до якого відкриває терморегулятор. Крім того, водонагрівник оснащено автоматикою, яка перекидає газ в разі загасання полум'я на запальнику.



Найбільш поширеними водонагрівниками є апарати з ємністю бака 50, 80, 100, 120 л.



**Рис. 16.13. Принципова схема газового ємнісного водонагрівника**

1 – паливник з нержавіючої сталі; 2 – бак із водою; 3 – пускорегулювальна автоматика; 4 – газове сопло; 5 – запальник; 6 – терморпара; 7 – камера згорання; 8 – труба для відведення продуктів горіння; 9 – подовжувач тяги; 10 – перебивач тяги; 11 – патрубок гарячої води; 12 – патрубок холодної води; 13 – термоізоляція

**Газове опалювання.** За видом теплоносія газове опалювання може бути водяним, повітряним або променевим.

Для традиційних систем водяного опалювання використовують газові котли. Найбільш поширеними апаратами вітчизняного виробництва є котли серії АОГВ (апарат (А) опалювальний (О) газовий (Г) із водяним контуром (В)). Апарати серії АОГВ на відміну від ємнісних водонагрівників використовують лише для опалювання. Номінальна теплова потужність становить від 10 до 20 кВт, ККД – 92%.

Ці апарати виконані у вигляді прямокутної тумби і складаються з таких основних вузлів: теплообмінника, димовідвідного патрубку з регульованою заслінкою, лицьового кожуха з проміжним шаром теплоізоляції, газового паливника, автоматики безпеки та регулювання температури води.

Зарубіжні фірми-виробники котлів пропонують окрім котлів, які встановлюють на підлозі, настінні апарати, які можуть бути одноконтурними (призначені лише для опалювання) і



двоконтурними (для опалювання і гарячого водопостачання). Такі котли можуть бути виконані в двох варіантах: з відкритою й закритою камерою згорання. Вони обладнані такими системами захисту: від зникнення тяги, перегрівання теплообмінника, загасання полум'я, замерзання. Здебільшого такі котли мають системи самодіагностики з виводом індикації на табло.

Для опалювання окремих приміщень використовують газові каміни. Ці апарати забезпечують променево-конвективне нагрівання.

Камін „Амра” призначений для обігрівання приміщень із тепловтрагами до 2 кВт. Основні елементи: корпус, блок автоматики безпеки, який припиняє подавати газ у випадку загасання полум'я, теплообмінник, інфрачервоний пальник з керамічною насадкою, димовідвідний патрубок й регулятор тяги.

Апарат АОГ-5 призначений для місцевого опалювання приміщень площею до 30 м<sup>2</sup>. Працює за принципом конвективної теплопередачі. Встановлюється біля зовнішньої стіни приміщення. Продукти горіння виводяться патрубком, заробленим у стіну приміщення. Основними елементами каміна є лицьовий кожух, камера згорання, стіновий канал, колектор, запальний пристрій, пальник.

В нижній частині газових опалювальних печей встановлюють пальники, а в верхній частині влаштовують решітку з вогнетривкої цегли, яка під час роботи пальника нагрівається й випромінює теплоту. На шляху продуктів згорання встановлено цеглини, які розсікають димові гази. ККД таких печей 85...90%.

Газові калорифери (повітронагрівники) нагрівають повітря до 50...75°C, ККД їх становить 81...89%.

В газових контактних повітронагрівниках безпосередній теплообмін проходить за рахунок контакту повітря з продуктами горіння. Основною задачею цих апаратів є дотримання такого процесу горіння, щоб в димових газах були відсутні шкідливі речовини.

Зміст і оформлення звіту: у звіті студенти вказують номер, назву лабораторної роботи, марки та коротку характеристику устаткування, із яким ознайомились на лабораторній роботі.



## 16. 6. Газові лічильники та газосигналізатори (лабораторна робота № 5)

Мета роботи: ознайомлення з газосигналізаторами та лічильниками для обліку спожитого газу.

Матеріали й обладнання, необхідні для виконання роботи: роботу виконують в лабораторії газопостачання кафедри водовідведення, теплогазопостачання та вентиляції і в технічному класі підприємства «Рівнегаз». Під час роботи використовують газові лічильники: мембранні та роторні, газовий сигналізатор, а також плакати, схеми, демонстраційні плівки до проектора.

Хід виконання роботи:

1. Вивчення будови та принципу дії газових лічильників .
2. Вивчення будови та принципу дії побутового газосигналізатора.

Короткі теоретичні відомості. Газові лічильники встановлюють всередині приміщення на ввіді в будинок або квартиру. Зовні газовий лічильник розміщують у спеціальній вентиляваній шафі на зовнішній стіні житлового будинку.

Газові лічильники поділяють на мембранні (діафрагмові, камерні), барабанні та ротаційні. Технічна характеристика мембранних газових лічильників наведена в таблиці 16.1.

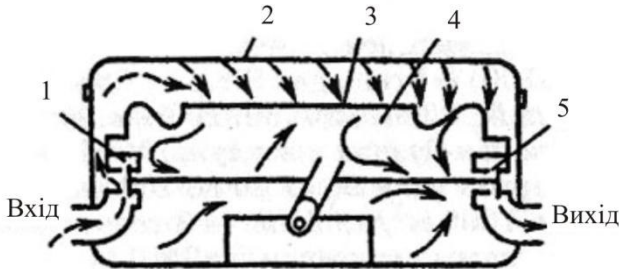
Таблиця 16.1

Технічні характеристики побутових газових лічильників

№ з/п	Показники	Одиниці виміру	Типорозмір лічильника						
			G1.6	G2.5	G4	G6	G10		
1	2	3	4	5	6	7	8		
1	Витрата газу:								
	- мінімальна	м <sup>3</sup> /год	0,016	0,025	0,04	0,06	0,10		
	- номінальна	м <sup>3</sup> /год	1,6	2,5	4,0	6,0	10,0		
	- максимальна	м <sup>3</sup> /год	2,5	4,0	6,0	10,0	16,0		
2	Максимальна втрата тиску	Па	55	80	150	130	130		
3	Робочий тиск	кПа	50 (100)						
4	Діапазон температур	°С	-20 ... +50		-40...+50				
5	Термін експлуатації	років	20						
6	Розміри:								
	довжина	мм	190		327				
	ширина	мм	156		202				
	висота	мм	214		329	365			
7	Маса	кг	1,45		4,8		5,5		



Для газу під тиском до 3 кПа (0,3 м вод. ст.) використовують мембранні лічильники (рисунок 16.14). Принцип роботи такого лічильника (рис. 16.14) ґрунтується на зворотно-поступальному русі мембрани 3 за рахунок почергового заповнення порожнин по обидві її сторони через клапанний пристрій 1. Мембрана з'єднана з лічильним механізмом, який показує кількість рухів мембрани, а, відповідно, і витрату газу.

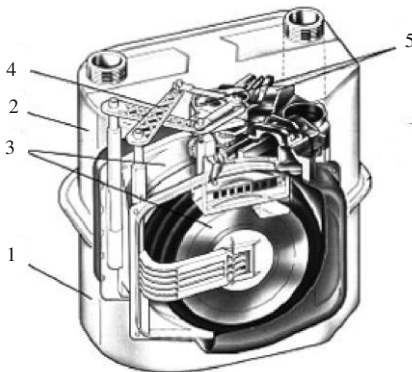


**Рис. 16.14.** Схема мембранного газового лічильника

1 – вхідний клапан; 2 – корпус; 3 – мембрана; 4 – вимірювальна камера;  
5 – вихідний клапан

Залежно від конструкції і об'єму газу вимірювальний механізм лічильника може складатись з двох або чотирьох камер.

Конструкція діафрагмового лічильника наведена на рисунку 16.15, а схема його роботи на рисунку 16.16.



**Рис. 16.15.** Діафрагмовий лічильник

1 – корпус; 2 – кришка;  
3 – вимірювальний механізм;  
4 – кривошипно-важільний механізм;  
5 – клапани

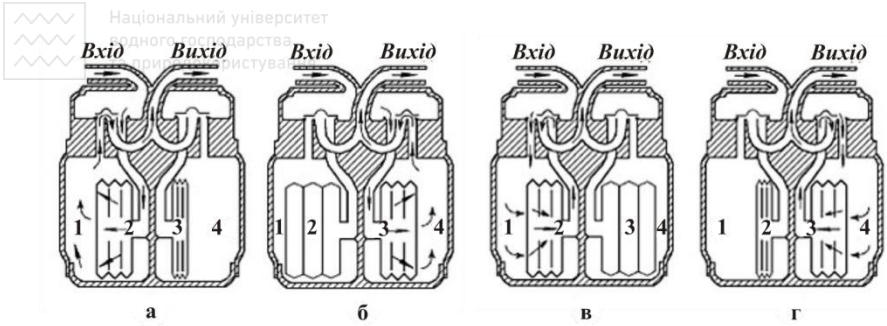


Рисунок	Камера 1	Камера 2	Камера 3	Камера 4
а	Спорожняється	Наповнюється	Пуста	Повна
б	Пуста	Повна	Наповнюється	Спорожняється
в	Наповнюється	Спорожняється	Повна	Пуста
г	Повна	Пуста	Спорожняється	Наповнюється

Рис. 16.16. Принципова схема роботи діафрагмового лічильника

Барабанні лічильники (рисунок 16.17) застосовують для тисків газу до 6 кПа (0,6 м вод. ст.) в якості контрольних.

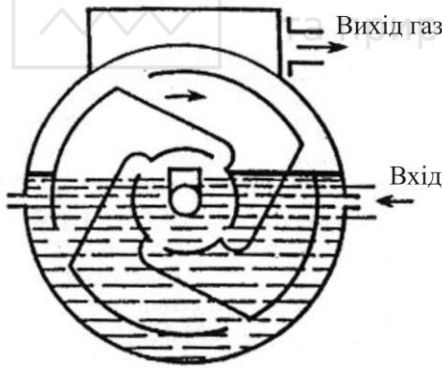


Рис. 16.17. Схема барабанного газового лічильника

Ротаційні лічильники (рисунок 16.18) розраховані на тиск до 0,1 МПа і пропускну здатність 25...1000 м<sup>3</sup>/год. В корпусі ротаційного лічильника містяться два ротори, що мають форму вісімки. Під впливом тиску газу на вході і на виході ротори обертаються в протилежні сторони. Під час повного оберту роторів об'єм газу, який знаходиться між ротором 2 і стінкою корпусу 1, переміщується від вхідного до вихідного патрубку. Нормальний напрямок руху



газу зверху вниз. Кінець вала одного з роторів з'єднано за допомогою редуктора з лічильним механізмом. Необхідний перепад тиску для обертання роторів становить 300 Па, що дозволяє використовувати ці лічильники і для витрат газу низького тиску.

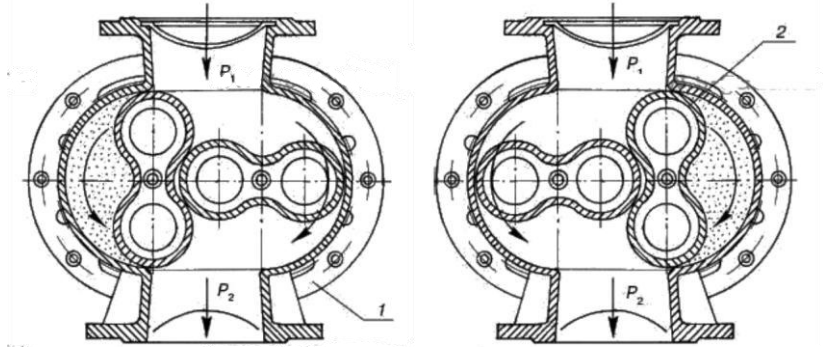


Рис. 16.18. Схема роботи ротаційного лічильника

Зміст і оформлення звіту: у звіті студенти вказують номер, назву лабораторної роботи, марки та коротку характеристику обладнання, із яким ознайомились на лабораторній роботі, наводять схеми розміщення лічильників та вимоги до їх установлення.





## **17. Курсовий проект «Газопостачання міста»**

### **17.1. Склад і рекомендації щодо оформлення пояснювальної записки та креслень**

#### **17.1.1. Пояснювальна записка**

Пояснювальна записка до проекту об'ємом 25...30 сторінок формату А4 повинна містити такі основні розділи:

#### ***Вступ.***

#### ***1. Система газопостачання міста***

##### ***1.1. Розрахунки споживання газу***

###### ***1.1.1. Річні витрати газу***

###### ***1.1.2. Годинні витрати газу***

##### ***1.2. Вибір системи газопостачання міста***

###### ***1.2.1. Характеристика системи газопостачання міста***

###### ***1.2.2. Визначення кількості ГРП***

##### ***1.3. Розрахунок газорозподільчих мереж міста***

###### ***1.3.1. Газорозподільчі мережі середнього тиску***

###### ***1.3.2. Газорозподільчі мережі низького тиску***

#### ***2. Внутрішні газопроводи будинку***

##### ***2.1. Проектування внутрішнього газопроводу***

##### ***2.2. Розрахунок внутрішнього газопроводу будинку***

В пояснювальній записці наводять усі дані, необхідні для обґрунтування прийнятих рішень, але вона повинна бути гранично стислою. Не варто наводити загальні положення, які не стосуються даного проекту. Необхідно використовувати безособову форму написання тексту пояснювальної записки, наприклад, «у проекті прийнято схему...», «вибір системи зроблено на підставі...», «застосовано метод розрахунку...» тощо.

Якщо у проекті використано нормативні або розрахункові дані, то необхідно навести посилання на літературне джерело, в якому в квадратних дужках вказують номер літератури за списком, що додається, номер сторінки, таблиці чи пункту.

Розрахункові формули наводять у загальному вигляді, після знаку рівності підставляють відповідні чисельні значення і записують кінцевий результат розрахунку. Нижче розшифровують





позначення, що входять у формулу, та вказують, з яких джерел взято їх чисельні значення.

Особливу увагу слід звернути на обов'язкове і правильне написання розмірності величин. В кінці пояснювальної записки наводять список літературних джерел, на які зроблено посилання у тексті.

### **17.1.2. Графічна частина**

Графічну частину проекту виконують на 1,5...2 аркушах формату А1. На першому викреслюють:

- генплан міста у заданому масштабі з нанесенням ГРС, ГРП, газопроводів середнього та низького тисків, житлових кварталів та споживачів газу (промислові підприємства, комунально-побутові підприємства та заклади, котельні та інші об'єкти);
- розрахункові схеми газорозподільчих мереж середнього (або високого) тиску для нормального і аварійного режиму роботи;
- розрахункову схему газорозподільчої мережі низького тиску для частини міста (за завданням викладача);
- умовні зображення та позначки до генплану міста;
- специфікацію трубопроводів для будівництва газопроводів середнього та низького тиску;
- таблицю з основними показниками проекту (кількість жителів, річна та годинна витрата газу, кількість ГРС та ГРП, промислових підприємств та котельень).

На другому аркуші наводять план будинку з внутрішнім газопроводом та аксонометричну схему в масштабі 1 : 100.

Креслення виконують відповідно до вимог ЄСКД, ДСТУ Б А.2.4-4:2009, ДСТУ Б А.2.4-26:2008, ДСТУ Б А.2.4-25:2008.

## **17.2. Рекомендації щодо проектування системи газопостачання міста**

### **17.2.1. Розрахунок споживання газу**

#### *Річні витрати газу.*

Річна витрата газу населенням в квартирах для приготування їжі та гарячої води залежить від кількості споживачів, виду системи гарячого водопостачання та ступеню охоплення газопостачанням. Її

визначають за формулами (5.1 - 5.2) (приклад 5.1).

Результати розрахунку річних витрат газу населенням в житлових кварталах міста наводять у табличній формі (таблиця 17.1).

Таблиця 17.1

*Річні витрати газу населенням*

Номер кварталу	Густина населення, люд/га	Площа, га	Кількість населення, люд	Норма витрати теплоти, МДж/люд	Річна витрата газу, м <sup>3</sup> /рік
1	2	3	4	5	6
<b>I район</b>					
1					
...					
<i>Разом по району</i>		Σ	Σ		Σ
<b>II район</b>					
...					
<i>Разом по району</i>		Σ	Σ		Σ
<i>Разом по місту</i>		Σ	Σ		Σ

Витрату газу в пральнях визначають за формулою (5.3) (приклад 5.2), в лазнях - за формулою (5.4) (приклад 5.3), закладами громадського харчування - за формулою (5.5) (приклад 5.4), в закладах охорони здоров'я - за формулою (5.6) (приклад 5.5), хлібозаводами - за формулою (5.7 або 5.8) (приклад 5.6).

Річні витрати газу на опалювання і вентиляцію житлових і громадських будівель визначають за формулою (5.9), на централізоване гаряче водопостачання від котелень - за формулою (5.10) (приклад 5.8).

Результати розрахунків річних витрат газу усіма споживачами міста наводять у табличній формі (табл. 17.2).

Таблиця 17.2

*Річні витрати газу споживачами*

№ п/п	Назва споживачів	Річна витрата газу, м <sup>3</sup>		
		райони		Всього
		I	II	
1	2	3	4	5
1	Населення:			
2	Пральні			
3	Лазні			
4	Лікарні			



1	2	3	4	5
5	Хлібозаводи			
6	Кафе			
7	Котельні: опалювання та вентиляція гаряче водопостачання			
8	Промислові підприємства: ..... .....			
	Разом	Σ	Σ	Σ

*Максимальні годинні витрати газу.*

Розрахункові максимальні годинні витрати газу жителями на господарсько-побутові потреби та комунально-побутовими підприємствами визначають за формулою (6.8) (приклади 6.1-6.3).

Розрахункові максимальні годинні витрати газу на опалювання і вентиляцію житлових та громадських будівель визначають за формулами (6.9) (приклад 6.4), на централізоване гаряче водопостачання від котельень та ТЕЦ - за формулою (6.10 або 6.11) (приклад 6.5).

Максимальні годинні витрати газу на комунально-побутові потреби, опалювання та вентиляцію наводять в табличній формі (табл. 17.3 та 17.4).

*Таблиця 17.3*

*Максимальні годинні витрати газу на комунально-побутові потреби*

Назва споживача	Кількість	Коефіцієнт годинного максимуму, $K_m$	Максимальні годинні витрати газу	
			загальні $m^3/год$	питомі $m^3/(люд \cdot га)$
1	2	3	4	5
<b>I район</b>				
Населення				
Лікарня				-
Пральня	-			-
Кафе	-			-
Лазня	-			-
.....	-			-
Разом по району	-	-	Σ	-



1	2	3	4	5
<b>II район</b>				
Населення				
Лікарня				-
Пральня	-			-
Кафе	-			-
Лазня	-			-
.....	-			-
Разом по району	-		Σ	-
Разом по місту			Σ	-

Таблиця 17.4

Максимальні годинні витрати газу на опалювання, вентиляцію та гаряче водопостачання

Район забудови	Витрати газу, м <sup>3</sup> /год		Всього
	На опалювання та вентиляцію	На гаряче водопостачання	
I район			
II район			
Разом по місту			

Розрахункові максимальні годинні витрати газу промисловими підприємствами на технологічні потреби, опалювання і вентиляцію визначають за формулою (6.12) (приклад 6.6).

Результати розрахунків наводять в табличній формі ( табл. 17.5).

Таблиця 17.5

Розрахункові годинні витрати газу промисловими підприємствами

Назва підприємства	Коефіцієнт годинного максимуму	Витрати газу, м <sup>3</sup> /год	
		Річні	Максимальні годинні
...			
.....			
Разом			



## 17.2.2. Вибір системи газопостачання міста

### *Характеристика системи газопостачання.*

Система газопостачання міста включає: газорозподільчі станції (ГРС), розподільчі газопроводи, газорегуляторні пункти та установки (ГРП, ГРУ), підземні сховища та споруди на газорозподільчій мережі.

Вибір системи газопостачання залежить від розміру населеного пункту, особливостей планування та забудови, густоти населення, розташування та кількості промислових та комунально-побутових споживачів, наявності природних та штучних перешкод на території міста ( річок, озер, залізниць тощо).

Газорозподільчі станції влаштовують на відгалуженнях від магістральних газопроводів. Вони призначені для живлення газогонів високого та середнього тиску. Більша кількість ГРС підвищує надійність системи, бо тоді живлення газорозподільчої мережі здійснюється з декількох джерел. Рекомендовано в містах з кількістю жителів до 100 тисяч влаштовувати одну ГРС, від 100 до 300 тисяч - дві, від 300 тисяч до 5 мільйонів - три газорозподільчі станції.

Залежно від кількості ступенів тиску газорозподільчі мережі в місті проектують одно-, дво-, три- та багатоступінчастими. Одноступінчасті системи влаштовують в невеликих населених пунктах, розташованих поряд з магістральними газопроводами. Двоступінчасті системи - в середніх та невеликих за розміром містах. Три- та багатоступінчасті - в великих містах.

За принципом побудови газорозподільчі мережі проектують кільцевими, тупиковими та змішаними. Для великих та середніх за розміром міст рекомендовані кільцеві або змішані газорозподільчі мережі, бо вони забезпечують більш рівномірне і надійне постачання газу споживачам порівняно з тупиковими. В невеликих населених пунктах проектують переважно тупикові мережі, які мають меншу довжину і потребують менших капітальних витрат на будівництво.

Газорозподільчі пункти (ГРП) призначені для живлення окремих споживачів (виробничих, комунально-побутових підприємств) та мереж середнього і низького тиску.



Траса газопроводу повинна мати мінімальну довжину. Її прокладають поблизу крупних споживачів газу: промислових підприємств та центральних джерел теплопостачання. Не рекомендовано трасувати мережу за межами міської забудови.

Газопроводи високого і середнього тиску влаштовують кільцевими. В мережах низького тиску кільцюють тільки головні магістральні лінії, переважно в двох основних напрямках, другорядні влаштовують тупиковими.

Залежно від характеру планування житлових масивів і густоти населення газопроводи низького тиску прокладають вулицями та проїздами у вигляді кільцевої мережі, а всередині кварталів з закільцьованими лише основними лініями. Першу схему передбачають в районах старої забудови міста з суцільною забудовою по периметру, що складається з окремих володінь. Газопроводи прокладають по кожній вулиці, провулку чи проїзду, перетин їх між собою утворює кільця. Від вуличних газопроводів в кожне володіння підводять вводи. Довжину вводів приймають 50...100 м. Другу схему влаштовують в районах сучасної забудови з рівномірним розташуванням житлових будинків на всій площі мікрорайону. Газорозподільчі трубопроводи всередині мікрорайону проєктують переважно тупиковими, а кільцевими влаштовують тільки основні лінії.

Газопроводи низького тиску влаштовують роздільними в окремих районах і мікрорайонах.

Трасування газорозподільчих мереж здійснюють з дотриманням мінімальних відстаней до інших комунікацій, будівель і споруд.

Зовнішні газопроводи прокладають переважно під землею [1, п. 4.18]:

- сталеві на глибині не менше ніж 0,8 м до верху труби чи футляра, в місцях, де не передбачено рух транспорту, глибину прокладання зменшують до 0,6 м;
- поліетиленові – не менше ніж 1,0 м, а під проїзними частинами вулиць та доріг – 1,2 м.

Надземне і наземне прокладання трубопроводів (крім поліетиленових) можливе всередині житлових кварталів, на подвір'ях, на територіях промислових підприємств.

Підземні газопроводи під залізницями та автодорогами I-III категорій прокладають в сталевих футлярах. Під автодорогами районного та іншого значення необхідність влаштування футляра



залежить від інтенсивності руху транспорту.

Якщо газопровід перетинає водні перешкоди (річки, канали), то його прокладають підводним (дюкер) або надводним (по мостам) способом. Підводні переходи річок завширшки 75 м і більше влаштовують в дві нитки пропускною здатністю кожної 75% від розрахункової.

Газорозподільчі трубопроводи на території міста будують з сталевих електрозварних прямошовних труб (ГОСТ 10704, 10705) діаметром 50 мм та більше і товщиною стінки не менше ніж 3 мм [1, додаток И].

Поліетиленові газопроводи передбачають для міських мереж під тиском до 0,3 МПа; на території селищ і сіл та для міжселищних газогонів під тиском до 1,0 МПа.

Для захисту сталевих газопроводів від хімічної корозії їх зовнішню поверхню покривають антикорозійною ізоляцією: нормальною для ґрунтів з малою корозійною активністю, підсиленою – для середньої активності і дуже підсиленою – в інших випадках.

Для захисту від електрохімічної корозії передбачають катодний або протекторний захист газопроводів. Для сталевих мереж прокладених поблизу електрифікованих залізниць та трамвайних колій передбачають електричний дренаж для захисту труб від електричної корозії.

Перекривальні пристрої передбачають на газопроводах в таких місцях: в мережах низького тиску для відключення окремих мікрорайонів, кварталів, груп житлових будинків; в мережах середнього і високого тиску для відключення окремих ділянок; в місцях перетину з водними перешкодами, залізницями загальної мережі, автодорогами I та II категорій; на ГРП, ГРУ; перед житловими, громадськими і виробничими будівлями, зовнішніми газоспоживальними установками.

*Розрахунок кількості газорегуляторних пунктів.*

Кількість і розміщення ГРП на мережі залежить від площі, густоти і кількості поверхів забудови, розрахункової витрати газу, перепаду тиску в мережі, вартості ГРП та інших факторів (приклад 8.1).

Оптимальний радіус дії ГРП – це середня відстань по прямій від ГРП до місця зустрічі потоків газу на границі розподілу, яку визначають за формулою (8.3). Коефіцієнт густоти мережі низького



тиску наближено розраховують за формулою (8.4). Питому витрату газу на одну людину знаходять за виразом (8.5). Оптимальне навантаження на ГРП визначають за формулою (8.6).

Оптимальний радіус дії ГРП складає 500...1000 м, а навантаження - 1500...2500 м<sup>3</sup>/год.

Далі знаходять потрібну кількість газорегуляторних пунктів для кожного району міста і фактичне навантаження на кожний газорегуляторний пункт.

ГРП на плані міста розміщують так, щоб рівномірно розподілити загальне навантаження на всі ГРП. Доцільно розташовувати ГРП приблизно в центрі його дії, а в забудові з різною кількістю поверхів - ближче до багатоповерхової зони.

### 17.2.3. Гідравлічний розрахунок мереж середнього (високого) тиску

*Визначення розрахункового перепаду тиску.*

Початковий тиск газу на виході з ГРП приймають максимальним згідно з ДБН «Газопостачання» для даної категорії газопроводу, він становить (абсолютне значення): для середнього тиску - 400 кПа, для високого другої категорії – 700 кПа. Максимальні перепади тиску в мережах високого і середнього тисків рекомендовано визначати [1] за умови надійної роботи систем автоматики за формулою (9.37). Тиск газу у кінцевих точках мережі знаходять за виразом (9.38) (приклад 9.1).

*Розрахунок багато кільцевих газопроводів за варіантом, що передбачає резерв тиску газу для аварійних ситуацій.*

Розрахунок здійснюють в три етапи.

Перед початком розрахунку виконують такі підготовчі роботи: викреслюють в масштабі схему газопроводу; позначають на схемі за допомогою умовних зображень споживачів та вказують навантаження (витрату газу) для кожного споживача; поділяють газорозподільчу мережу на розрахункові ділянки, на яких витрата газу є незмінною; нумерують початкові і кінцеві точки ділянок: вузлові точки, точки підключення споживачів; визначають геометричну довжину ділянок і наводять її на схемі.





На першому етапі розрахунків для попереднього визначення діаметрів необхідно здійснити початковий розподіл потоків газу в мережі і ув'язати баланс потоків у вузлах.

На другому етапі корегують прийняті діаметри ділянок мережі для всіх можливих варіантів аварійних ситуацій. В курсовому проекті приймають дві аварійні ситуації: аварії на ділянках з однієї та з другої сторони від точки живлення мережі.

На третьому етапі повторно перераховують мережу на роботу в розрахунковому режимі, якщо на попередньому етапі відбулося корегування діаметрів. Детальні рекомендації щодо розрахунку багатокільцевих мереж наведені в розділі 9.4.3.

#### *Розрахунок однокільцевих газорозподільчих мереж.*

В розрахунку однокільцевих мереж враховують два основних аварійних режими – виключення з роботи ділянок зліва і справа від точки живлення. Внаслідок цього кільцева мережа перетворюється в тупикову. Тому розрахунок починають з аварійних режимів. Спочатку виконують такі підготовчі роботи: викреслюють в масштабі схему газопроводу; позначають на схемі умовними зображеннями споживачів та указують навантаження кожного; поділяють газорозподільчу мережу на розрахункові ділянки, на яких витрата газу є незмінною; нумерують початкові і кінцеві точки ділянок: вузлові точки, точки підключення споживачів; визначають геометричну довжину ділянок і наводять її на схемі.

Розраховують аварійні режими в такій послідовності:

- визначають витрату газу окремими споживачами за умови обмеженого газопостачання за формулою (9.43);
- знаходять середню розрахункову витрату газу для усіх ділянок гідравлічного ланцюга в аварійному режимі за формулою (9.45);
- розраховують середні питомі втрати тиску для напрямку від точки живлення до кінцевої точки, за умови повного використання розрахункового перепаду за формулою (9.46);
- визначають середній діаметр трубопроводів гідравлічного ланцюга, що утворився з виключенням з роботи однієї ділянки (приклад 9.3);
- знаходять витрату газу на ділянках газорозподільчої мережі для обох аварійних режимів (приклад 9.4);



- визначають різницю квадратів тиску для кожної ділянки в розрахунку на 100 м довжини за номограмою для розрахунку газопроводів (приклад 9.4);
- обчислюють дійсну різницю квадратів тиску на ділянках за формулою (9.41) (приклад 9.4);
- розраховують тиск газу в кінцевих точках ділянок за формулою (9.42), тиск газу кінцевого споживача не повинен бути меншим допустимого значення. В разі необхідності змінюють діаметри, але не більше як на один розмір за сортаментом (приклад 9.4);
- перевіряють діаметри трубопроводів на повне використання перепаду тиску для всіх відгалужень для аварійної витрати газу.

Далі переходять до обчислення розрахункового (нормального) режиму роботи газорозподільчої мережі. Так само спочатку викреслюють схему мережі, на якій позначають споживачів, указують навантаження кожного з них; нумерують початкові і кінцеві точки ділянок, вузлові точки, точки підключення споживачів; наводять геометричну довжину ділянок.

Подальший розрахунок здійснюють за прикладами 9.4.-9.5.

#### **17.2.4. Гідравлічний розрахунок мереж низького тиску**

Для газопостачання застосовують кільцеві, тупикові і змішані схеми газорозподільчих мереж. Рекомендації до проектування газорозподільчої мережі низького тиску наведено в розділі 10.

В першу чергу кільцевими влаштовують основні ділянки газопроводів, які пов'язані з джерелом живлення (ГРП). Ступінь кільцювання залежить від типу планування і забудови житлових районів. Для підвищення надійності газопостачання діаметри ділянок кільця рекомендовано приймати однаковими або близькими. Місце приєднання ГРП до головних контурів вибирають так, щоб потоки газу рухались до споживачів найкоротшим шляхом. Головні ділянки, приєднані до джерел живлення (ГРП), влаштовують взаємозамінними.

Під час попереднього розподілу потоків газу кільцевої мережі головними контурами направляють транзитні потоки. Витрати на ділянках з обох сторін від джерела живлення приймають приблизно рівними. Місця зустрічі потоків призначають діаметрально протилежно точкам живлення.



Метою гідравлічного розрахунку є визначення ділянок мережі за умови повного використання розрахункового перепаду тиску і транспортування необхідної витрати газу. Похибка ув'язування втрат тиску в кільці не повинна бути більшою ніж 10%. Ступінь використання розрахункового перепаду тиску має становити не менше ніж 90%.

Газорозподільчі мережі низького тиску розраховують на постійний перепад в 1200 Па, а для районів з садибною забудовою - до 1500 Па [1, додаток Е]. Діаметр вуличних мереж має бути не меншим ніж 50 мм.

Розрахунок виконують в такій послідовності:

- викреслюють схему газорозподільчої мережі в масштабі, нумерують вузлові і кінцеві точки і ділять мережу на розрахункові ділянки;
- визначають довжину ділянок і наводять її на схемі;
- знаходять питому шляхову витрату газу (приклад 10.1.);
- здійснюють розподіл потоків газу у мережі (розділ 10.2-10.3.);
- визначають шляхові та розрахункові витрати газу на ділянках (приклади 10.1 та 10.2);
- виконують гідравлічний розрахунок газорозподільчої мережі низького тиску (приклади 10.3 та 10.4).

## **17.3. Внутрішній газопровід будинку**

### **17.3.1. Рекомендації щодо проектування внутрішнього газопроводу**

Система газопостачання будинку складається з газопроводу-вводу, розподільчого газопроводу, який прокладають на кронштейнах по периметру будинку між першим та другим поверхом, ввідних газопроводів, стояків, квартирних підведень, газових приладів і арматури. Газопроводи прокладають всередині будинків відкрито з сталевих труб.

Вводи газопроводів в житлові будинки влаштовують в нежилі приміщення, доступні для огляду. Газопроводи прокладають в нежилых приміщеннях. Не можна транзитні газопроводи та стояки розміщувати в санітарних вузлах та у сходових клітках.



Для захисту газопроводів від пошкоджень в місцях перетину труб з будівельними конструкціями встановлюють футляри (гільзи). Зазор між футляром і трубою старанно герметизують.

Квартирні газові трубопроводи призначені для подавання газу від стояків до газових приладів - це розподільчі труби і спуски до приладів. Розподільчі трубопроводи прокладають тільки в нежитлових приміщеннях. Перед кожним газовим приладом на висоті 1,5 м від підлоги встановлюють перекривальну арматуру - пробковий чи кульовий кран. Для обліку газу передбачають газовий лічильник.

Приміщення, в якому встановлені газові прилади повинно мати припливну і витяжну вентиляцію, природне освітлення і розміри, достатні для відповідного газового обладнання (розділ 11.3).

### **17.3.2. Розрахунок внутрішнього газопроводу будинку**

Для обліку витрати газу в кухні встановлюють лічильник. Розрахункову витрату однієї квартири визначають за формулою (12.3). Витрати газу для окремих газових приладів приймають за таблицею 12.1. За розрахунковою витратою підбирають відповідну марку газового лічильника.

До початку розрахунку викреслюють аксонометричну схему внутрішніх газових мереж, на якій вибирають розрахунковий напрям – до найбільш віддаленого і несприятливо розташованого газового приладу. Цей напрям поділяють на розрахункові ділянки і визначають їх довжину.

Розрахунок внутрішніх газопроводів починають з визначення витрат газу для окремих ділянок за формулою (12.3) (приклад 12.1).

Гідравлічний розрахунок здійснюють за методом питомих втрат тиску (приклад 12.2).



## 18. Приклади тестів

*Частина 1. Видобування, оброблення і транспортування газу. Схеми міських і сільських систем газопостачання. Розрахунки газоспоживання і режими газопостачання.*

1. Який з цих об'єктів входить до складу системи газопостачання міста?

- міські газопроводи;
- магістральні газопроводи;
- газорозподільчі станції;
- компресорні станції.

2. Який з цих об'єктів входить до складу системи газопостачання міста?

- газорегуляторні пункти;
- магістральні газопроводи;
- газорозподільні станції;
- компресорні станції.

3. Які з наведених систем застосовують для газопостачання населених пунктів?

- одноступінчаста;
- змішана;
- чотириступінчаста;
- комбінована;
- двоступінчаста.

4. Які з наведених систем застосовують для газопостачання населених пунктів?

- триступінчаста;
- чотириступінчаста;
- п'ятиступінчаста;
- комбінована;
- багатоступінчаста.

5. За допомогою яких пристроїв здійснюють зв'язок між газопроводами різних тисків?

- газорегуляторних пристроїв;
- двох послідовно встановлених запірних пристроїв;
- запобіжного запірнього клапана та запірнього пристрою;
- запобіжного скидного клапана та запірнього пристрою.



6. Який тиск природного газу дозволяється в газопроводах житлових будинків?

- до 5 кПа;                    - до 3 кПа;                    - до 0,3 МПа;                    - 1,2 кПа.

7. Які з наведених чинників впливають на вибір системи газопостачання?

- розміри населеного пункту;
- кліматичні умови;
- геологічні умови;
- гідрогеологічні умови;
- кількість та характер промислових підприємств.

8. Який максимальний тиск газу в газопроводах котельнь, побудованих до житлових будинків та дахових?

- 0,6 МПа;                    - 1,2 МПа;                    - 0,005 МПа;                    - 0,3 МПа.

9. За допомогою якого з наведених показників згідно з ДБН унормоване річне споживання газу в житлових будинках?

- норми витрати теплоти на одну людину;
- норми витрати газу на одну людину;
- норми витрати енергії на одну квартиру;
- норми витрати теплоти на одну квартиру;
- норми витрати газу на одну квартиру.

10. Як переважно прокладають газопроводи територіями населених пунктів?

- підземним способом;
- надземним способом;
- наземним способом.

11. В якому випадку не застосовують поліетиленові труби?

- в тунелях і колекторах;
- для переходів через річки;
- для переходів через залізниці;
- для переходів через автодороги.

12. Яка особливість влаштування газопроводів в місцях входу і виходу із землі?

- встановлюють сталеві пробки з діаметром умовного проходу 20-25 мм;
- влаштовують захисний футляр на висоту не нижче ніж 0,5 м;
- влаштовують теплову ізоляцію на висоту не нижче ніж 0,5 м;
- встановлюють конденсатозбірники.

13. В якому напрямку розташовують створи підводних переходів



## газопроводів під річками?

- перпендикулярно до осі русла;
- під кутом до 60 градусів до осі русла;
- відповідно до напрямку траси газопроводу;
- під кутом до 45 градусів до осі русла;
- під кутом до 70 градусів до осі русла.

14. У скільки ниток прокладають підводні переходи, якщо ширина водних перешкод при меженному горизонті становить 75 м і більше?

- в одну нитку з запасом пропускної спроможності 50%;
- у дві нитки з пропускною спроможністю кожної по 0,75 розрахункової витрати газу;
- у три нитки з пропускною спроможністю кожної по 0,5 розрахункової витрати газу;
- у дві нитки без запасу пропускної спроможності;
- у три нитки без запасу пропускної спроможності.

15. Які додаткові вимоги висувають до труб підводних переходів?

- вага труби має бути такою, щоб забезпечувалась її плавучість;
- товщина стінки сталевих труб має бути не менше ніж 5 мм;
- товщина стінки поліетиленових труб має бути не менше ніж 10 мм;
- поліетиленові труби приймають з коефіцієнтом запасу міцності не менше ніж 3,15.

16. В яких випадках підземні газопроводи в місцях їх перетинання з автодорогами обов'язково влаштовують у сталевих футлярах?

- для автодоріг II та III категорій;
- для автодоріг промислових підприємств;
- для доріг місцевого значення;
- для магістральних доріг та вулиць.

17. В якому місці на газопроводах необхідно, згідно з ДБН, передбачити запірні пристрої?

- в місцях перетинання водяних перешкод двома або більше нитками;
- в місцях перетинання водяних перешкод однією ниткою незалежно від ширини перешкоди;
- в місцях перетинання водяних перешкод двома або більше нитками і ширині перешкоди 75 і більше метрів.

18. В якому місці на газопроводах необхідно, згідно з ДБН, передбачити запірні пристрої?



- *перетинання газопроводів з автодорогами та залізницями загальної мережі;*

- *перетинання водних перешкод однією ниткою незалежно від ширини перешкоди;*

- *перетинання водних перешкод двома або більше нитками і ширині перешкоди 75 і більше метрів.*

19. До якого з цих об'єктів ДБН унормовано мінімальну відстань від окремо розташованих ГРП та ШРП?

- *газифікованих виробничих цехів;*

- *автомобільних доріг;*

- *пішохідних та велосипедних доріжок;*

- *газифікованих котельень.*

20. До якого з цих об'єктів унормовано мінімальну відстань від окремо розташованих ГРП та ШРП згідно з ДБН?

- *будинків і споруд всіх типів;*

- *будинків і споруд (крім тих до яких можна прибудовувати або вбудовувати);*

- *пішохідних та велосипедних доріжок;*

- *газифікованих котельень.*

21. Який конструктивний елемент з наведених нижче повинні мати ГРП і ГРУ для захисту споживачів від підвищення тиску?

- *запобіжний запірний клапан;*

- *фільтр;*

- *продувальний газопровід.*

22. Який конструктивний елемент з наведених нижче повинні мати ГРП і ГРУ для захисту споживачів від підвищення тиску?

- *запобіжний скидний клапан;*

- *фільтр;*

- *продувальний газопровід.*

23. Для якого способу прокладання допускають застосування поліетиленових труб?

- *підземного;*

- *надземного;*

- *наземного;*

- *в каналах.*

24. Що називають теплотою згоряння газу?

- *кількість теплової енергії, яка виділяється під час спалювання 1 куб. м (в нормальних умовах) газоподібного палива;*





- кількість теплової енергії, яка необхідна для активації процесу окислення горючих газів, що входять до складу газоподібного палива;

- енергію активації процесу окислення горючих газів, що входять до складу газоподібного палива;

- температуру спалювання палива.

25. Який з цих показників характеризує фізико-хімічні властивості природного газу?

- температура займистості;

- температура;

- присмак.

26. Що називають температурою займистості?

- мінімальну температуру, до якої має бути нагріта суміш, щоб почався процес горіння без зовнішнього підведення теплоти;

- температуру, до якої нагріваються продукти горіння;

- мінімальна температура, до якої нагріваються продукти горіння.

27. Яка нижня межа займистості метану, % (від об'єму)?

- 5;                                      - 15;                                      - 4;                                      - 10.

28. Яка верхня межа займистості метану?

- 15;                                      - 10;                                      - 5;                                      - 4.

29. Які породи можуть бути газоносними пластами?

- піски;                                      - глини;                                      - суглинки.

30. Які з цих порід можуть бути покрівлею над газоносними пластами газових родовищ?

- піски;

- пористі вапняки;

- пісковики;

- глини.

31. Від яких чинників залежить первинний тиск у газоносному пласті?

- глибини;

- наявності води у пласті;

- температури;

- виду газу;

- наявності домішок.

32. Який з цих елементів входить до складу газотранспортної системи?

- газорегуляторні пункти;



- газорозподільчі станції;

- вуличні газопроводи.

33. Який з цих чинників змушує передбачати сховища газу в системі магістральних газопроводів?

- нерівномірність споживання газу;

- нерівномірність видобування газу;

- недостатня пропускна здатність газопроводів.

34. Для вирівнювання якої нерівномірності споживання газу застосовують підземні сховища?

- годинної;

- добової;

- сезонної;

- річної;

- секундної.

35. Яке призначення газопроводів низького тиску?

- транспортування газу до житлових будинків;

- транспортування газу до промислових підприємств на технологічні потреби;

- транспортування газу до районних котельняр.

36. Яке призначення газопроводів середнього тиску?

- транспортування газу до житлових будинків з будинковими регуляторами тиску;

- регулювання споживання газу;

- зберігання газу;

- вирівнювання тиску газу.

37. Яке призначення газопроводів середнього тиску?

- транспортування газу до комунально-побутових підприємств;

- регулювання споживання газу;

- вирівнювання тиску газу.

38. Яке призначення газопроводів високого тиску II категорії?

- транспортування газу до ГРП, які живлять газорозподільчу мережу низького або середнього тиску;

- вирівнювання тиску газу;

- регулювання споживання газу.

39. Яке призначення газопроводів високого тиску I категорії?

- транспортування газу до житлових будинків з будинковими регуляторами тиску;

- транспортування газу до громадських будинків з



газорегуляторними установками;

- транспортування газу до комунально-побутових підприємств;
- транспортування газу до промислових підприємств на технологічні потреби.

40. Яку з цих систем газопостачання влаштовують в невеликих за розміром населених пунктах (селах та селищах)?

- одноступінчасту середнього тиску з будинковими регуляторами;
- двоступінчасту;
- триступінчасту.

41. Яку систему газопостачання влаштовують в середніх за розміром населених пунктах?

- одноступінчасту низького тиску;
- одноступінчасту середнього тиску з будинковими регуляторами;
- двоступінчасту;
- багатоступінчасту.

42. Яку систему газопостачання влаштовують в крупних населених пунктах?

- одноступінчасту низького тиску;
- одноступінчасту середнього тиску з будинковими регуляторами;
- двоступінчасту;
- трьохступінчасту;
- багатоступінчасту.

43. Які з цих труб застосовують для прокладання газопроводів високого тиску I категорії?

- сталеві безшовні труби;
- сталеві електрозварні прямошовні труби;
- сталеві водогазопровідні труби;
- поліетиленові труби;
- сталеві електрозварні спіральнішовні труби.

44. Які з цих труб застосовуються для прокладання газопроводів з тиском до 0,6 МПа?

- сталеві безшовні труби;
- сталеві електрозварні прямошовні труби;
- сталеві водогазопровідні труби;
- сталеві електрозварні спіральнішовні труби.

45. Які з цих труб застосовуються для прокладання газопроводів з тиском до 0,6 МПа?

- сталеві безшовні труби;



- сталеві водогазопровідні труби;

- поліетиленові труби.

46. Для газопроводів якого тиску використовують засувки з чавуну?

- до 0,3 МПа;

- до 0,6 МПа;

- до 1,2 МПа.

47. В яких випадках над поліетиленовими газопроводами укладають попереджувальну жовту полімерну стрічку з написом „Газ”?

- завжди;

- в місцях перетинання з інженерними комунікаціями;

- за межами міста;

- на території міста.

48. Що є причиною електрохімічної корозії металу?

- дія агресивних газів;

- дія рідких неелектролітів, що є в ґрунті;

- дія блукаючих електричних струмів;

- виникнення електричного струму між окремими ділянками газопроводу внаслідок утворення гальванічних пар;

- наявність агресивних домішок у транспортваному газі.

49. Що є причиною електричної корозії металу?

- дія агресивних газів;

- дія рідких неелектролітів, що є в ґрунті;

- дія блукаючих електричних струмів;

- виникнення електричного струму між окремими ділянками газопроводу внаслідок утворення гальванічних пар;

- наявність агресивних домішок у транспортваному газі.

50. Який вид корозії попереджує катодний захист?

- хімічну корозію;

- електрохімічну корозію;

- електричну корозію;

- внутрішню корозію.

51. Який спосіб захисту застосовують від хімічної корозії?

- ізоляцію зовнішньої поверхні труб;

- електричний дренаж;

- катодний захист;

- протекторний захист.

52. Який спосіб захисту застосовують від електричної корозії?

- електричний дренаж;



- *катодний захист*;

- *протекторний захист*.

53. Який з цих чинників враховують під час визначення річної витрати газу на опалювання та вентиляцію житлових і громадських будівель?

- *кількість населення*;

- *кількість котелень*;

- *розрахункову температуру зовнішнього повітря*.

54. Який з цих чинників враховують під час визначення річної витрати газу на централізоване гаряче водопостачання житлових будівель?

- *питомі витрати теплоти на гаряче водопостачання*;

- *житлову площу*;

- *середньорічну температуру зовнішнього повітря*.

55. Який з видів споживання газу має найбільшу сезонну нерівномірність?

- *споживання газу на опалювання та вентилявання*;

- *технологічне споживання*;

- *побутове споживання*;

- *споживання в комунальних і громадських закладах*;

- *промислове споживання*.

56. Який з цих пристроїв є приймальним елементом регуляторів тиску?

- *мембрана*;

- *золотник*;

- *діафрагма*.

57. Який з цих пристроїв є регулювальним органом регуляторів тиску?

- *клапани*;

- *засувки*;

- *вентилі*.

58. Якої форми клапани в регуляторах тиску?

- *тарічасті*;

- *голчасті*;

- *конічні*.

59. До яких з цих об'єктів згідно з ДБН унормовано мінімальну відстань від окремо розташованих ГРП та ШРП?

- *газифікованих виробничих цехів*;

- *залізничних колій*;

- *пішохідних та велосипедних доріжок*;

- *газифікованих котелень*.

60. До яких з цих об'єктів згідно з ДБН унормовано мінімальну відстань від окремо розташованих ГРП та ШРП?

- *газифікованих виробничих цехів*;



- автомобільних доріг;

- пішохідних та велосипедних доріжок;

- газифікованих котелень.

61. До яких з цих об'єктів згідно з ДБН унормовано мінімальну відстань від окремо розташованих ГРП та ШРП?

- будинків і споруд всіх типів;

- повітряних ліній електропередач;

- пішохідних та велосипедних доріжок;

- газифікованих котелень.

62. До яких з цих об'єктів згідно з ДБН унормовано мінімальну відстань від окремо розташованих ГРП та ШРП?

- будинків і споруд всіх типів;

- будинків і споруд (крім тих до яких допускається прибудовувати або вбудовувати);

- пішохідних та велосипедних доріжок;

- газифікованих котелень.

63. Який конструктивний елемент з наведених нижче повинні мати ГРП і ГРУ для захисту споживачів від підвищення тиску?

- запобіжний запірний клапан;

- фільтр;

- продувальний газопровід.

64. Який конструктивний елемент з наведених нижче повинні мати ГРП і ГРУ для захисту споживачів від підвищення тиску?

- запобіжний скидний клапан;

- фільтр;

- продувальний газопровід.

*Частина 2. Гідравлічні розрахунки газових мереж. Схеми і розрахунки внутрішніх систем газопостачання. Властивості скраплених вуглеводневих газів. Установки скраплених газів. Газові прилади і відвід продуктів горіння.*

1. В якому з цих приміщень не допускається розміщення газових приладів?

- коридорах окремих квартир;

- коридорах загального користування;

- кімнатах громадських будівель з природним освітленням і вентиляцією.



2. В якому з цих приміщень не допускається розміщення газових приладів?

- коридорах окремих квартир;
- гуртожитках;
- кімнатах громадських будівель з природним освітленням і вентиляцією;

3. В якому з цих приміщень не допускається розміщення газових приладів?

- в приміщеннях підвальних поверхів багатоквартирних будинків;
- в підвалах індивідуальних приватних будинків;
- кімнатах громадських будівель з природним освітленням і вентиляцією.

4. Які труби застосовують для прокладання газопроводів всередині будинків?

- сталеві;
- поліетиленові;
- багатошарові.

5. Який спосіб прокладання газопроводів всередині житлових і громадських будинків передбачений ДБН?

- відкритий;
- прихований із замуруванням труби цементним розчином;
- прихований у каналах;
- прихований у підвісній стелі.

6. В якому приміщенні житлових будинків не допускається прокладання газопроводів?

- в санвузлах та сходових клітинах;
- кухнях;
- коридорах.

7. В якому приміщенні житлових будинків не допускається прокладання газопроводів?

- в житлових кімнатах, крім підведення до опалювальних пристроїв;
- кухнях;
- коридорах.

8. В якому місці встановлюють на газопроводах житлових та громадських будинків перекривальні пристрої?

- перед газовими приладами;
- на транзитному газопроводі для відключення окремих ділянок;



- *перед лічильником газу.*

9. Який тип газових приладів встановлюють в житлових будинках висотою до 10 поверхів?

- *газове обладнання для гарячого водопостачання;*
- *побутові газові плити;*
- *газові кондитерські печі;*
- *газові грилі.*

10. Яка вимога мусить бути дотримана в приміщеннях, де встановлюють газові плити?

- *наявність вентиляційного каналу;*
- *наявність штучної вентиляції;*
- *наявність димоходу;*
- *висота кухні не менше 2,5 м.*

11. Яка вимога мусить бути дотримана в приміщеннях, де встановлюють газові плити?

- *наявність вікна з кватиркою (фрамугою);*
- *наявність штучної вентиляції;*
- *наявність димоходу;*
- *висота кухні не менше 2,5 м.*

12. Яка вимога мусить бути дотримана в приміщеннях, де встановлюють газові плити?

- *висота кухонь має бути не менше 2,2 м;*
- *наявність штучної вентиляції;*
- *наявність димоходу;*
- *висота кухні не менше 2,5 м.*

13. Яка вимога мусить бути дотримана в приміщеннях, де встановлюють газові плити?

- *наявність природного освітлення;*
- *наявність штучної вентиляції;*
- *наявність димоходу;*
- *висота кухні не менше 2,5 м.*

14. Які додаткові вимоги висувають до кухонь, де встановлюють проточний газовий нагрівник з відведенням продуктів згоряння в димохід?

- *об'єм кухні збільшують на 6 куб. м;*
- *площа кухні збільшують на 6 кв. м;*
- *влаштовують димовий канал;*
- *влаштовується додатковий вентиляційний канал.*





15. Які вимоги висувають до відокремлених приміщень для розміщення опалювального газового устаткування?

- висота не менше ніж 2,5 м;
- наявність природної і механічної витяжної вентиляції;
- висота не менше ніж 2,2 м.

16. Які вимоги висувають до відокремлених приміщень для розміщення опалювального газового устаткування?

- наявність природної припливної та витяжної вентиляції;
- наявність природної і механічної витяжної вентиляції;
- висота не менше 2,2 м.

17. Які вимоги висувають до відокремлених приміщень для розміщення опалювального газового устаткування?

- мінімальний об'єм приміщень від 7,5 до 15 куб. м залежно від потужності;
- наявність природної і механічної витяжної вентиляції;
- висота не менше ніж 2,2 м.

18. Які вимоги висувають до відокремлених приміщень для розміщення опалювального газового устаткування?

- природне освітлення;
- наявність природної і механічної витяжної вентиляції;
- висота не менше ніж 2,2 м.

19. В яких громадських будинках (у тому числі прибудованих до них приміщеннях) не дозволяється встановлювати газове обладнання?

- в дитячих дошкільних та шкільних закладах;
- в окремо розташованих будинках лікувальних закладів з приміщеннями для приготування їжі;
- в стоматологічних поліклініках розміщених в окремих будинках.

20. В яких громадських будинках (у тому числі прибудованих до них приміщеннях) не дозволяється встановлювати газове обладнання?

- в лікарнях;
- в окремо розташованих будинках лікувальних закладів з приміщеннями для приготування їжі;
- в стоматологічних поліклініках розміщених в окремих будинках.

21. В яких громадських будинках (у тому числі прибудованих до них приміщеннях) не дозволяється встановлювати газове обладнання?



- в лікувально-поліклінічних приміщеннях;

- в окремо розташованих будинках лікувальних закладів з приміщеннями для приготування їжі;

- в стоматологічних поліклініках розмічених в окремих будинках.

22. В яких громадських будинках (у тому числі прибудованих до них приміщеннях) не дозволяється встановлювати газове обладнання?

- в спальних корпусах санаторіїв та інших оздоровчих та дитячих закладів;

- в окремо розташованих будинках лікувальних закладів з приміщеннями лабораторій;

- у вбудованих у житлові будинки приміщення аптек, амбулаторій і фельдшерсько-акушерських пунктів.

23. В яких громадських будинках (у тому числі прибудованих до них приміщеннях) не дозволяється встановлювати газове обладнання?

- в спортивних та культурно-видовищних закладах з можливим масовим перебуванням людей;

- в окремо розташованих будинках лікувальних закладів з приміщеннями лабораторій;

- у вбудованих у житлові будинки приміщення аптек, амбулаторій і фельдшерсько-акушерських пунктів.

24. Яке максимальне наповнення балонів і резервуарів скрапленим газом?

- 100%;                      - 85%;                      - 75%;                      - 95%.

25. Яка мета гідравлічного розрахунку газопроводів?

- визначення витрати газу на ділянках з врахуванням наявного перепаду тиску;

- визначення витрат тиску в газопроводах при розрахункових витратах газу;

- визначення діаметрів труб на ділянках газопроводу з врахуванням наявного перепаду тиску і розрахункової витрати газу;

- визначення довжини газопроводу з врахуванням наявного перепаду тиску і розрахункової витрати газу;

- визначення глибини закладання і побудова поздовжнього профілю газопроводу.

26. За яким методом виконують гідравлічний розрахунок газопроводів?



- методом питомих витрат тиску;
- методом провідності;
- за програмою Microsoft Excel;
- за методом Лобачева-Кросса;
- за законами Кірхгофа.

27. Як визначають розрахункову довжину підземних ділянок розподільчих газопроводів міста?

- приймають на 5-10% більше від геометричної для врахування витрат в місцевих опорах;
- приймають рівною геометричній довжині;
- приймають з певною надбавкою у % до геометричної залежно від виду місцевого опору;
- враховують горизонтальні і вертикальні ділянки газопроводу.

28. Що називають еквівалентною довжиною газопроводу?

- умовну довжину, втрати тиску на якій еквівалентні втратам тиску в місцевому опорі значення коефіцієнту якого дорівнює 1;
- умовну довжину, втрати тиску на якій еквівалентні втратам тиску в місцевому опорі;
- загальну довжину горизонтальних і вертикальних ділянок газопроводу;
- умовну довжину, втрати тиску на якій дорівнюють розрахунковим;
- таку довжину, яка складає 10% від геометричної.

29. В якому випадку в газопроводах виникає додатковий надлишковий тиск, який враховують в гідравлічному розрахунку?

- на ділянках з різними геодезичними відмітками;
- при зміні температури;
- при зміні діаметра;
- при зміні шорсткості труби;
- на ділянках з місцевими опорами.

30. На яку величину перепаду тиску, згідно з ДБН, розраховують газорозподільчі мережі низького тиску?

- 1200 Па;                      - 600 Па;                      - 1800 Па;                      - 3000 Па.

31. Чому дорівнює транзитна витрата газу на розрахунковій ділянці газорозподільчих мереж низького тиску?

- сумі транзитних і шляхових витрат газу ділянок безпосередньо приєднаних до розрахункової;
- сумі транзитних витрат газу ділянок безпосередньо приєднаних



*до розрахункової;*

*- сумі шляхових витрат газу усіх ділянок, на які подається газ від розрахункової ділянки.*

32. Чому дорівнює транзитна витрата газу на розрахунковій ділянці газорозподільчих мереж низького тиску?

*- сумі шляхових і зосереджених витрат газу усіх ділянок, на які подається газ від розрахункової ділянки;*

*- сумі транзитних витрат газу ділянок безпосередньо приєднаних до розрахункової;*

*- сумі шляхових витрат газу усіх ділянок, на які подається газ від розрахункової ділянки.*

33. За рахунок яких заходів забезпечують надійність роботи газорозподільчих мереж середнього та високого тиску?

*- кільцювання основних газопроводів;*

*- прокладання газопроводів у дві нитки;*

*- влаштування резервних ГРП;*

*- прокладання резервної нитки газопроводів.*

34. За рахунок яких заходів забезпечують надійність роботи газорозподільчих мереж середнього та високого тиску?

*- виконання ділянок основних кілець з труб однакового або близьких за сортаментом діаметрів;*

*- прокладання газопроводів у дві нитки;*

*- влаштування резервних ГРП;*

*- прокладання резервної нитки газопроводів.*

35. За рахунок яких заходів забезпечують надійність роботи газорозподільчих мереж середнього та високого тиску?

*- забезпечення резерву перепаду тиску на випадок аварій;*

*- прокладання газопроводів у дві нитки;*

*- влаштування резервних ГРП;*

*- прокладання резервної нитки газопроводів.*

36. Які труби застосовують для внутрішніх газопроводів?

*- сталеві;*

*- поліетиленові;*

*- металопластикові.*

37. Чому обмежують максимальний вміст етану та етилену у скраплених газах для побутового використання?

*- ці гази збільшують тиск у балоні чи резервуарі;*

*- ці гази зменшують тиск газу у балоні чи резервуарі;*



- ці гази не випаровуються при звичайній температурі;

- ці гази вибухонебезпечні.

38. Чому обмежують максимальний вміст пентану та інших вищих вуглеводнів у скраплених газах для побутового використання?

- ці гази збільшують тиск у балоні чи резервуарі;

- ці гази зменшують тиск у балоні чи резервуарі;

- ці гази вибухонебезпечні.

39. Чому обмежують максимальний вміст пентану та інших вищих вуглеводнів у скраплених газах для побутового використання?

- ці гази збільшують тиск газу у балоні чи резервуарі;

- ці гази не випаровуються під тиском характерним для пропану та бутану;

- ці гази вибухонебезпечні.

40. З якою метою обмежують мінімальний вміст пропану у скраплених газах для побутового використання в зимовий період?

- для зменшення тиску газу у балоні чи резервуарі при низьких температурах;

- цей газ краще ніж бутан випаровується при низьких температурах;

- цей газ є вибухонебезпечним;

- цей газ є отруйним.

41. Який газ з пропан-бутанової суміші буде випаровуватися в першу чергу?

- пропан;                      - бутан;                      - одночасно.

42. В яких житлових будинках дозволяється розміщення газових балонів із скрапленим газом всередині приміщень?

- висотою до двох поверхів;

- висотою до 5 поверхів;

- висотою до 10 поверхів.

43. В яких з цих приміщень не допускається встановлення газових балонів та приладів із скрапленим газом?

- житлових кімнатах;

- кухнях;

- коридорах.

44. В яких з цих приміщень не допускається встановлення газових балонів та приладів із скрапленим газом?

- приміщеннях цокольних та підвальних поверхів;

- кухнях;



- коридорах.

45. В яких з цих приміщень не допускається встановлення газових балонів та приладів із скрапленим газом?

- в приміщеннях без природного освітлення;
- кухнях;
- коридорах.

46. На якій глибині, згідно з ДБН, прокладають підземні газопроводи від резервуарних установок скрапленого газу із штучним випаровуванням?

- на глибині, де мінімальна температура вища ніж температура конденсації газу;
- нижче глибини промерзання;
- на будь, якій глибині за умови утеплення;
- 0,8 м;
- 1,0 м.

47. В яких випадках передбачають випарні установки скрапленого газу?

- якщо установки з природним випаровуванням не забезпечують розрахункову витрату газу;
- якщо поблизу установки є джерела теплової енергії;
- в установках з невеликими витратами газу.

48. В яких випадках передбачають випарні установки скрапленого газу?

- за необхідності забезпечити подавання газу постійного складу;
- якщо поблизу установки є джерела теплової енергії;
- в установках з невеликими витратами газу.

49. Який максимальний тиск скрапленого газу в балонах та резервуарних установках?

- 1,0 МПа;      - 1,6 МПа;      - 1,2 МПа;      - 5 МПа.

50. Що називають тепловою потужністю приладу

- кількість теплоти газу, яка витрачається приладом;
- кількість корисно використаної теплоти, переданої середовищу, що нагрівається;
- кількість теплоти, яка утворюється під час спалювання 1 куб м. газу і яка передається середовищу, що нагрівається.

51. Що називають тепловою продуктивністю приладу?

- кількість теплоти газу, яка витрачається приладом;
- кількість корисно використаної теплоти, переданої середовищу,



що нагрівається;

- кількість теплоти, яка утворюється під час спалювання 1 куб м. газу і яка корисно використовується в даному приладі.

52. Яка потужність називається номінальною?

- потужність, з якою прилад працює найбільш ефективно і в конструктивних елементах не виникає небезпечних теплових напруг, що можуть призвести до скорочення встановленого строку дії;

- потужність, яка не повинна погіршувати основні показники роботи приладу (к.к.д. та повноту спалювання);

- паспортна потужність приладу.

53. Яка потужність називається граничною або максимальною?

- потужність, з якою прилад працює найбільш ефективно і в конструктивних елементах не виникає небезпечних теплових напруг, що можуть призвести до скорочення встановленого строку дії;

- потужність, що перевищує номінальну не більше ніж на 20% і яка не погіршує основні показники роботи приладу (к.к.д. та повноту спалювання);

- максимальна можлива потужність приладу.

54. За яким виразом визначають ймовірність безвідмовної роботи системи з послідовним з'єднанням?

- 1)  $e^{-\omega_1 \cdot t} \cdot e^{-\omega_2 \cdot t} \cdot \dots \cdot e^{-\omega_n \cdot t} = e^{-\omega_0 \cdot t}$

- 2)  $(1 - e^{-\omega_1 \cdot t}) \cdot (1 - e^{-\omega_2(\tau_1 + \tau_2)})$

- 3)  $\sum_{i=1}^n \frac{m_i}{N \cdot \Delta t}$

55. За яким виразом визначається ймовірність відмови системи з паралельним з'єднанням?

- 1)  $e^{-\omega_1 \cdot t} \cdot e^{-\omega_2 \cdot t} \cdot \dots \cdot e^{-\omega_n \cdot t} = e^{-\omega_0 \cdot t}$

- 2)  $(1 - e^{-\omega_1 \cdot t}) \cdot (1 - e^{-\omega_2(\tau_1 + \tau_2)})$

- 3)  $\sum_{i=1}^n \frac{m_i}{N \cdot \Delta t}$

56. За яким виразом визначають потік відмов елементів системи?



- 1)  $e^{-\omega_1 \cdot t} \cdot e^{-\omega_2 \cdot t} \cdot \dots \cdot e^{-\omega_n \cdot t} = e^{-\omega_0 \cdot t}$

- 2)  $(1 - e^{-\omega_1 \cdot t}) \cdot (1 - e^{-\omega_2(\tau_1 + \tau_2)})$

- 3)  $\sum_{i=1}^n \frac{m_i}{N \cdot \Delta t}$

57. Що означає показник « $m_i$ » у формулі для визначення потоку відмов елементів системи?

$$\omega = \sum_{i=1}^n \frac{m_i}{N \cdot \Delta t}$$

- кількість елементів в системі;

- загальна кількість однотипних елементів;

- кількість елементів в системі, що знаходяться в стані відмови.

58. Що означає показник « $N$ » у формулі для визначення потоку відмов елементів системи?

$$\omega = \sum_{i=1}^n \frac{m_i}{N \cdot \Delta t}$$

- кількість елементів в системі;

- загальна кількість однотипних елементів;

- кількість елементів в системі, що знаходяться в стані відмови.

59. За яким виразом визначають показник надійності системи газопостачання?

- 1)  $1 - \sum_{j=1}^{j=i} \frac{\Delta Q_j \cdot \omega_i}{Q_0 \sum \omega_i} \cdot (1 - e^{-\sum \omega_i \cdot t})$

- 2)  $Q_0 - \sum_{j=1}^{j=i} \Delta Q_j \frac{\omega_i}{\sum \omega_i} \cdot (1 - e^{-\sum \omega_i \cdot t})$

- 3)  $Q_0 - \Delta Q_x$





Автомобільна газозаправна станція СВГ (АГЗС) - підприємство, призначене для заправлення газобалонних автомобілів СВГ.

Автомобільний газозаправний пункт СВГ (АГЗП) - установка, призначена для заправлення газобалонних автомобілів СВГ із стаціонарних ємкостей або автоцистерн.

Ввідний газопровід - ділянка газопроводу від перекирвального пристрою на ввіді в будинок (якщо перекирвальний пристрій зовні будинку) до внутрішнього газопроводу, включаючи газопровід, прокладений у футлярі крізь стіну будинку.

Внутрішній газопровід - ділянка газопроводу від газопроводу-вводу (якщо перекирвальний пристрій всередині будинку) або від ввідного газопроводу до місця підключення газового приладу, газовикористовувальної установки, теплового агрегату тощо.

Внутрішньомайданчиковий газопровід - газопровід, прокладений територією підприємств, ТЕС, ГРЕС, котельень та інших виробничих об'єктів.

Вузол обліку газу - сукупність засобів вимірвальної техніки та додаткового обладнання, призначеного для вимірювання об'єму газу, зведеного до стандартних умов.

Випарна установка - комплекс устаткування, призначений для регазифікації СВГ з подальшим подаванням споживачам парової фази СВГ.

Газопровід-ввід - трубопровід між місцем приєднання до розподільчого газопроводу та перекирвальним пристроєм на ввіді. До газопроводу-вводу відносять і ділянки дворових газопроводів до запірного пристрою на ввідному газопроводі або до внутрішнього газопроводу.

Газове обладнання - технічні вироби повної заводської готовності (прилади, апарати, газопальникові пристрої, теплові агрегати), що використовують газ в якості палива для приготування їжі, децентралізованого опалювання та гарячого водопостачання, а також лабораторні пальники, пальники інфрачервоного випромінювання, пересувні газопальникові пристрої, агрегати тощо.

Газорегуляторний пункт (ГРП) - комплекс устаткування для зменшення тиску газу і підтримування його на заданому рівні,



змонтований безпосередньо на місці, розташований в будинках (окремих та прибудованих до інших будинків), приміщеннях, вбудованих в будинки, а також на відкритих майданчиках.

Газорегуляторний пункт блоковий (ГРПБ) - комплекс устаткування для зменшення тиску газу та підтримування його на заданому рівні, повністю змонтований в заводських умовах і розташований в одному або кількох контейнерах.

Газовикористовувальні установки - котли, виробничі печі, технологічні лінії, утилізатори та інші установки, які використовують газ в якості палива для виробітку теплової енергії на централізоване опалювання, гаряче водопостачання та технологічні потреби різноманітних виробництв.

Газорегуляторна установка (ГРУ) - комплекс обладнання для зменшення тиску газу та підтримування його на заданому рівні, змонтований безпосередньо на місці і розташований в одному приміщенні з газовикористовувальними установками, або в суміжному приміщенні, сполученому з ним відкритим отвором.

Газонаповнювальна станція (ГНС) - підприємство, призначене для приймання, зберігання та відпускання СВГ споживачам в автоцистернах та побутових балонах, заправки газобалонних автомобілів, ремонту та повторного огляду газових балонів.

Газифіковане приміщення - приміщення, в якому розміщене газове устаткування, опалювальне обладнання та газовикористовувальні установки.

Газонаповнювальний пункт (ГНП) - підприємство, призначене для приймання, зберігання та відпускання СВГ споживачам в побутових балонах.

Геотермальна установка СВГ - установка, призначена для зберігання та випаровування СВГ за рахунок теплової енергії ґрунту, який не зазнає впливу сезонних коливань температури.

Групові балонні установки СВГ (ГБУ) - установка газопостачання СВГ, до складу якої входить більше двох балонів.

Зварювання терморезисторне - процес виготовлення зварного розтрубного з'єднання, який супроводжується нагріванням з'єднаних поверхонь за допомогою закладного нагрівника під дією електричного струму. Нагрівальний елемент, здебільшого, у вигляді спіралі з металевого дроту, вкладають у розтрубну частину з'єднувальної деталі.

Запобіжно-запірний клапан (ЗЗК) - пристрій для автоматичного припинення подавання газу до споживача у разі неприпустимого (за умовами експлуатації) збільшення або зменшення тиску газу в контрольованій точці за регулятором тиску.

Запобіжно-скидний клапан (ЗСК) - пристрій для автоматичного видалення в атмосферу надлишкового газу з резервуару або газопроводу у разі неприпустимого (за умовами експлуатації) збільшення в них тиску газу.

Змішувальна установка - комплекс устаткування, призначений для змішування парової фази СВГ з повітрям і подальшого подавання споживачам газоповітряної суміші з необхідними параметрами.

Індивідуальна балонна установка СВГ (ІГБУ) - установка газопостачання СВГ, до складу якої входить не більше двох балонів, у тому числі і шафові для житлових будинків.

Імпульсний газопровід - газопровід, призначений для передавання імпульсу тиску з контрольованої точки трубопроводу до відповідних пристроїв керування (регулятор тиску, клапан тощо).

Комбінована балонна установка СВГ - індивідуальна балонна установка з одночасним розміщенням трьох балонів, два з яких знаходяться в шафі зовні будинку, а один балон в приміщенні кухні.

Комбінований регулятор тиску - регулятор тиску, у якому скомпоновані (з'єднані) і незалежно працюють такі пристрої: безпосередньо регулятор тиску, автоматичний запірний пристрій (запобіжно-запірний клапан); запобіжно-скидний клапан.

Комерційний вузол обліку газу - вузол обліку газу, визначений сторонами в договорі на постачання (транспортування, зберігання) газу з технічними характеристиками, які відповідають умовам Положення про застосування засобів вимірювальної техніки для комерційного обліку природного газу.

Комбіновані будинкові регулятори тиску газу (КБРТ) - регулятори тиску, призначені для постачання горючим газом низького тиску одного або декількох житлових будинків та інших споживачів з вхідним тиском газу до 0,6 МПа та витратою не більше ніж  $10 \text{ м}^3/\text{год}$ .

Коефіцієнт міцності поліетиленових труб - співвідношення між допустимим тиском в трубі, розрахованим за умови міцності



поліетиленових труб, та прийнятим максимальним тиском в газопроводі.

Малометражні котли - котли продуктивністю до 100 кВт.

Міжселищні газопроводи - розподільчі газопроводи, що прокладаються поза територією населених пунктів.

Наземний газопровід - газопровід, прокладений на поверхні землі з обвалуванням або без нього.

Наземний газопровід - газопровід, прокладений на окремо розташованих опорах, колонах, естакадах, етажерках, по стінах будівель.

Небезпечна концентрація газу - концентрація (об'ємна частка газу) у повітрі, яка дорівнює 20 % нижньої межі займистості.

Опалювальне газове обладнання - технічні вироби повної заводської готовності, які використовують газ у якості палива для вироблення тепла для опалювання та гарячого водопостачання.

Проміжний склад балонів (ПСБ) - підприємство, призначене для приймання, збереження та відпускання споживачам побутових балонів СВГ.

Прилад обліку витрати газу (газовий лічильник) - засіб для вимірювання кількості газу, накопичення, збереження та відображення інформації щодо витрати газу.

Продувальний трубопровід - трубопровід, призначений для продування та скидання в атмосферу з ділянок зовнішніх та внутрішніх газопроводів газу, повітря, інертного газу після продування, випробування на герметичність та міцність, під час заповнення ділянок газом (пуск газу), ремонту, консервації або тривалій перерв в подаванні газу.

Противарійний захист - пристрій, що забезпечує відключення газу в аварійних ситуаціях.

Прокладання газопроводів відкритим способом - прокладання газопроводів у відкриту траншею.

Розподільчі газопроводи - зовнішні газопроводи, що забезпечують подавання газу від джерела газопостачання до газорегуляторних пунктів, міст, селищ та сіл, промислових підприємств, ТЕС та ГРЕС, котельень, сільськогосподарських підприємств, підприємств комунально-побутового обслуговування населення, житлових і громадських будинків та інших споживачів газу.



Розрахункова ділянка газопроводу - частина газопроводу з однаковими параметрами (діаметр, товщина стінки тощо) та умовами прокладання (зовнішній, внутрішній).

Реконструкція системи газопостачання - зміна структури побудови та параметрів системи газорозподілу, включаючи її технічне переоснащення.

Реконструкція газопроводу - комплекс робіт на газопроводі з метою повного відновлення працездатності системи газорозподілу в попередньому режимі або зміни її окремих параметрів, що забезпечують надійну та безпечну роботу.

Резервуарна установка СВГ - установка газопостачання СВГ, до складу якої входять резервуари об'ємом від 2,5 до 5,0 м<sup>3</sup>.

Скидальний трубопровід - трубопровід, призначений для скидання в атмосферу газу в разі спрацювання регулювальних або запобіжних пристроїв для того, щоб тиск газу в контрольованій точці не перевищував заданий.

Система газопостачання підприємств (об'єктів) - технічний комплекс, до складу якого входять: газопроводи та споруди на них; засоби електрохімічного захисту від корозії; газорегуляторні пункти; газифіковані виробничі та допоміжні будинки, котельні.

Система газопостачання внутрішня - технічний комплекс, до складу якого входять: внутрішні газопроводи; газове обладнання, газовикористовувальні установки, ГРУ; допоміжне технологічне устаткування, що забезпечує роботу системи газопостачання; пристрої для обліку витрати газу.

Система газопостачання населених пунктів - технічний комплекс, до складу якого входять: джерело газопостачання; газопроводи для транспортування газу (разом з міжселищними); споруди та пристрої на газопроводах; засоби електрохімічного захисту від корозії; газифіковані промислові, сільськогосподарські та інші підприємства, котельні, ТЕЦ і ГРЕС, ГНС, ГНП, АГЗС, АГЗП, ПСБ, резервуарні, групові та індивідуальні установки СВГ, а також газифіковані житлові та громадські будинки.

Станція регазифікації - установка, призначена для приймання, зберігання та регазифікації СВГ з подальшим подаванням споживачу парової фази СВГ.

Стиснені умови прокладання - виникають на ділянках місцевості, де відстані між будинками, спорудами та комунікаціями



не дозволяють здійснити прокладання газопроводу з дотриманням відстаней, регламентованих нормативною документацією.

Стандартні умови визначення об'єму газу - об'єм газу при температурі 20°C, тиском 1293,15 Па з вологістю 0.

Траса газопроводу - положення осі газопроводу на місцевості, обумовлене її проєкціями на горизонтальну (що вказується на плані траси) та на вертикальну (що вказується на профілі траси) площини.

Грубопровід безпеки - газопровід, призначений для запобігання попаданню в топку газу, який просочується під час продування через негерметичність контрольного відлікового пристрою, а також через негерметичність головного та контрольного запірних пристроїв, якщо агрегат не працює, під час пуску та запалювання пальників. Газопровід безпеки з'єднує з атмосферою ділянку внутрішнього газопроводу, розміщену між робочим та контрольним перекривальними пристроями.

Цокольний ввід газопроводу - вихід підземного газопроводу на зовнішню стіну будинку для підключення газопроводів, прокладених по стінах будинків, або до КБРТ.

Централізований комерційний облік споживання газу - єдиний вузол комерційного обліку газу, який споживається усіма газовикористовувальними установками.

Шафовий регуляторний пункт (ШРП) - комплекс обладнання для зменшення тиску газу та підтримування його на заданому рівні, повністю змонтований в заводських умовах, розташований в металевій шафі.



## Література

1. Газопостачання : ДБН В.2.5-20-2001.- [Чинний від 2001-01-08] – К. : Держбуд України, 2001. – 286 с.
2. Національна акціонерна компанія «Нафтогаз України». Історія. [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://www.naftogaz.com/www/2/nakweb.nsf>.
3. Ионин А. А. Газоснабжение : учебник для вузов. - М. : Стройиздат, 1989. – 439 с.
4. Газы горючие природные для промышленного и коммунально-бытового назначения. Технические условия: ГОСТ 5542-87. - [Чинний від 1988-01-01]. – (Межгосударственный стандарт).
5. Газы углеводные скраплені для комунально-побутового споживання. Технічні умови : ДСТУ 4047-2001. - [Чинний від 2002-01-01]. – (Національний стандарт України).
6. Брюханов О.Н. Газоснабжение : учеб. пособие для студ. высш. учеб. заведений / Брюханов О.Н., Жила В.А., Плужников А.И. – М. : Издательский центр «Академия», 2008. – 448 с.
7. Комина Г.П. Гидравлический расчет и проектирование газопроводов : учебное пособие по дисциплине «Газоснабжение» для студ. спец. 270109 – теплогазоснабжение и вентиляция / Г.П. Комина, А.О. Прошутинский. – СПб. : СПбГАУ, 2010. – 148 с.
8. Скафтымов Н.А. Основы газоснабжения / Скафтымов Н.А. – Л. : Недра, 1975. – 343 с.
9. Стаскевич А.Л. Справочник по газоснабжению и использованию газа / Стаскевич А.Л., Северинец Г.П., Вигдорчик В.Я. - Л. : Недра, 1990. – 762 с.
10. Газопровод из поліетиленових труб. Частина І. Проектування. Частина ІІ. Будівництво : ДБН В.2.5-41:2009. - [Чинний від 2010-08-01]. – К. : Мінрегіонбуд України, 2010. – 104 с.
11. Містобудування. Планування і забудова міських і сільських поселень : ДБН 360-92\*\*. - [Чинний від 1992-01-01]. – К., 2002. – 92 с.
12. Споруди транспорту. Мости та труби. Основні вимоги проектування : ДБН В.2.3-22:2009. - [Чинний від 2010-03-01]. – К. : Мінрегіонбуд України, 2009. – 73 с.
13. Правила безпеки систем газопостачання України : НПАОП 0.00-1.20-98. – К. : Основа, 1998. – 179 с.



14. Система газопостачання. Газопроводи підземні сталеві. Загальні вимоги до захисту від корозії : ДСТУ Б В.2.5-29:2006. - [Чинний від 2007-06-01]. – К. : Мінбуд України, 2006. – 120 с.
15. Теплові мережі : ДБН В.2.5-39:2008. - [Чинний від 2009-07-01]. – К. : Мінрегіонбуд України, 2009. – 56 с.
16. Єнін П.М. Газопостачання населених пунктів і об'єктів природним газом : навчальний посібник / Єнін П.М., Шишко Г.Г., Предун К.М. – К. : Логос, 2002. – 198 с.
17. Ткаченко В.А. Проектування газопостачання населених пунктів, житлових і громадських будинків : навчальний посібник до курсового і дипломного проектування з дисципліни «Газопостачання» для студентів спеціальності 7.092108 «Теплогазопостачання і вентиляція» / В.А. Ткаченко, О.М. Скляренко, К.М. Предун. – К. : КНУБА, 2000. – 115 с.
18. Стаскевич А.Л. Справочник по сжиженным углеводородным газам / Стаскевич А.Л., Вигдорчик В.Я. - Л. : Недра, 1986. – 543 с.
19. Труби поліетиленові для подачі горючих газів. Технічні умови : ДСТУ Б В.2.7-73-98. - [Чинний від 1999-01-01]. – К. : Держбуд України, 1998. – 42 с.
20. Отопление, вентиляция и кондиционирование : СНиП 2.04.05-91. - [Чинний від 1992-01-01]. – К. : КиевЗНИИЭП, 1996. – 89 с.
21. Строительная климатология и геофизика : СНиП 2.01.01-82. - [Чинний від 1986-07-01]. – М. : Стройиздат, 1983. – 136 с.
22. Теплова ізоляція будівель : ДБН В.2.6-31:2006. - [Чинний від 2007-04-01]. – К. : Мінбуд України, 2006. – 64 с.
23. Прайс на ШГРП [Електронний ресурс] / ООО СОВЛАД. – Режим доступу : <http://www.sovlad.com.ua>.
24. Прайс-лист на шкафные газорегуляторные пункты ГРП-Ш [Електронний ресурс] / ООО «ЭлитГазСтрой». - Режим доступу : <http://elitgazstroy.com.ua>.





## Додатки

### Додаток 1

*Річні норми витрати теплоти населенням та комунально-побутовими підприємствами [1, табл. 2]*

Споживачі газу	Показник споживання газу	Норма витрати теплоти, МДж
<b>1. Житлові будинки</b>		
З газовою плитою та централізованим гарячим водопостачанням	1 житель	2800
З газовою плитою і газовим водонагрівником	1 житель	8000
З газовою плитою	1 житель	4600
<b>2. Підприємства побутового обслуговування</b>		
Механізовані пральні	1 т білизни	8800
Механізовані пральні з сушінням та прасуванням білизни	1 т білизни	18800
Лазні без ванн	1 миття	40
Лазні з ваннами	1 миття	50
<b>3. Підприємства громадського харчування</b>		
Приготування обідів	1 обід	4,2
Приготування сніданків (вечерь)	1 сніданок (вечеря)	2,1
<b>4. Заклади охорони здоров'я</b>		
На приготування їжі	1 ліжко	3200
На приготування гарячої води	1 ліжко	9200
<b>5. Хлібозаводи, комбінати, пекарні</b>		
На випікання хліба формового	1 т виробів	2500
На випікання хліба подового, булок, батонів, здоби	1 т виробів	5450
На випікання кондитерських виробів	1 т виробів	7750



*Нормативи забезпеченості для розрахунку кількості установ та підприємств обслуговування [11, табл. 6.1]*

№ з/п	Установи, підприємства	Одиниця вимірювання	Нормативна величина з розрахунку на 1000 люд. населення, не менше
1	Лікарня для дорослих з допоміжними будівлями і спорудами	ліжко	14,15
2	Заклади громадського харчування	місце	40
3	Пральні для міського населення	кг білизни за зміну	120
4	Фабрики-пральні	кг білизни за зміну	110
5	Лазні для міського населення	місць	5,85

*Розрахункові параметри зовнішнього повітря [20, 21]*

Місто	Період року	Температура (параметр Б), °С	Середня температура опаловального періоду, °С	Кількість градусоднів опаловального періоду	Тривалість опаловального періоду
1	2	3	4	5	6
Бердянськ	холодний	-19	0	3024	168
Вінниця	холодний	-21	-1,1	3610	189
Джанкой	холодний	-17	1,5	2640	160
Дніпропетровськ	холодний	-23	-1	3325	175
Донецьк	холодний	-23	-1,8	3623	183
Євпаторія	холодний	-16	2,4	2324	149
Житомир	холодний	-22	-0,8	3610	192
Запоріжжя	холодний	-22	-0,4	3202	174
Івано-Франківськ	холодний	-20	-0,1	3330	184
Ізмаїл	холодний	-14	-	2812	165
Керч	холодний	-15	-	2174	144
Київ	холодний	-22	-1,1	3572	187
Кіровоград	холодний	-22	-1	3515	185



закінчення додатка 3

1	2	3	4	5	6
Конотоп	холодний	-24	-	3919	195
Луганськ	холодний	-25	-1,6	3528	180
Луцьк	холодний	-20	-0,2	3403	187
Львів	холодний	-19	-0,2	3476	191
Любашівка	холодний	-20	-0,6	3311	178
Маріуполь	холодний	-23	-	3253	168
Миколаїв	холодний	-20	0,4	2904	165
Одеса	холодний	-18	1	2805	165
Полтава	холодний	-23	-1,9	3721	187
Рівне	холодний	-21	-0,5	3555	191
Севастополь	холодний	-11	-	2015	140
Сімферополь	холодний	-15	1,9	2544	158
Слав'янськ	холодний	-23	-	3585	183
Суми	холодний	-24	-2,5	3997	195
Тернопіль	холодний	-21	-0,5	3515	190
Ужгород	холодний	-18	1,6	2657	162
Умань	холодний	-22	-	3572	188
Феодосія	холодний	-15	2,9	2174	144
Харків	холодний	-23	-2,1	3799	189
Херсон	холодний	-19	0,6	2906	167
Хмельницький	холодний	-21	-0,6	3553	191
Черкаси	холодний	-22	-1	3591	189
Чернігів	холодний	-23	-1,7	3763	191
Чернівці	холодний	-20	-0,2	3228	179
Ялта	холодний	-6	5,2	1613	126

*Примітка 1.* Для інших населених пунктів розрахункові параметри зовнішнього повітря приймають за найближчим із наведених в таблиці міст.



*Питомий тепловий потік на опалення житлових і громадських  
будівель [20, додаток 25]*

Тип будівлі	Кількість поверхів	Питома теплова потужність, Вт/м <sup>2</sup>			
		кількість градусодіб			
		>3500	3001-3500	2501-3000	<2500
1	2	3	4	5	6
Одноквартирний житловий будинок	1	94	93	91	83
	2	86	83	81	74
Двоквартирний житловий будинок	1	79	77	76	68
	2	72	69	68	63
Секційний жилий будинок	3	61	58	57	51
	4	57	56	55	48
Рядова, кутова, поворотна житлова блок-секція	5	55	53	52	48
	9-10	51	50	49	43
	12-16	55	53	52	48
	>16	59	57	56	50
Торцева житлова блок-секція з рядовим кінцем	5	57	55	54	50
	9-10	53	52	50	45
	12-16	57	55	54	50
	>16	61	60	59	52
Торцева житлова блок-секція з двома торцями	5	59	57	56	52
	9-10	55	53	52	48
	12-16	59	57	56	52
	>16	64	63	62	56
Односекційний житловий будинок	12-16	63	61	60	55
	>16	68	67	66	59
Те ж саме складної конфігурації в плані	12-16	61	59	58	54
	>16	66	65	64	58
Дитячі дошкільні заклади	1	79	77	75	67
	2	75	74	71	64
	3	65	64	62	55
Загальноосвітні школи, спеціалізовані навчально-виробничі комбінати, ПТУ, технікуми	1	58	57	55	49
	2	50	49	48	43
	3	44	43	42	37
	4	39	38	37	33



1	2	3	4	5	6
НДІ, проектні, громадські організації, управління, адміністративні будівлі	2	75	74	71	64
	3	65	64	62	55
	4	62	61	59	53
	>4	59	57	55	49
Будівлі для лікування та відпочинку					
лікарні, госпіталі, пологові будинки, диспансери, лікувально-санаторні корпуси	2	72	71	69	61
	3	63	62	60	54
	4	60	59	57	51
	>4	58	57	55	49
поліклініки, амбулаторії	2	70	69	67	60
	3	61	60	58	52
	4	58	57	55	49
	>4	56	55	53	48
адміністративно-громадські корпуси санаторіїв	1	77	76	73	65
	2	74	73	70	63
	3	65	64	62	55
	4	62	61	59	53
спальні корпуси санаторіїв	2	75	74	71	64
	3	65	64	62	55
	4	62	61	59	53
	>4	59	58	56	50
Будівлі соціального захисту, будинки-інтернати	1	79	77	75	67
	2	75	74	71	64
	3	65	64	62	55
	4	62	61	59	53
>4	60	59	57	51	
Криті фізкультурно-спортивні споруди змішаної поверховості, однозальні		60	59	57	51
Теж саме, багатозальні		65	64	62	55
Культурно-освітні та видовищні споруди змішаної поверховості					
кінотеатри		50	49	48	43
виставкові зали, клуби, бібліотеки		65	64	62	55
Магазини, універмаги, універсами	1	45	44	43	38
	2	40	39	38	34
Їдальні, кафе	1	47	46	45	40
	2	42	41	40	36

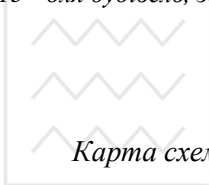


1	2	3	4	5	6
Підприємства побутового обслуговування населення (окрім пралень)	1	75	74	71	64
	2	70	69	67	60
	3	66	65	63	56
	4	63	62	60	54
Готелі, кемпінги, мотелі	2	74	73	70	63
	3	65	64	62	55
	4	62	61	59	53
	>4	59	58	56	50
Відділення зв'язку	1	75	74	71	64
	2	70	69	67	60

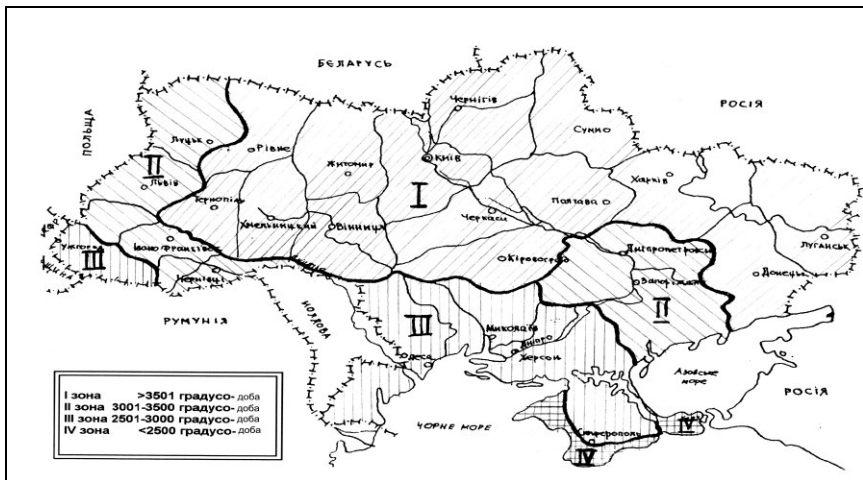
**Примітки:** Питомі показники приймають з коефіцієнтами:

1,1 – для будівель, зовнішні стіни яких зведені з багатошарових панелей або ніздрюватого бетону;

1,15 - для будівель, зовнішні стіни яких зведені з цегли і крупних блоків.



Карта схема температурних зон України [22, дод. В]





*Питомі показники середнього теплового потоку на гаряче водопостачання [15, дод. К]*

Середня за опалювальний період норма витрати води на гаряче водопостачання за добу на 1 жит., л	Питомий показник середнього теплового потоку на гаряче водопостачання, Вт, на одну людину, що проживає в будівлі		
	з гарячим водопостачанням	с гарячим водопостачанням з урахуванням споживання в громадських будівлях	без гарячого водопостачання з урахуванням споживання в громадських будівлях
85	247	320	73
90	259	332	73
105	305	376	73
115	334	407	73



*Значення коефіцієнтів годинного максимуму витрати газу промисловими підприємствами на технологічні потреби за галузями промисловості [1, дод. Г]*

Галузі промисловості	Коефіцієнт годинного максимуму		
	для підприємства в цілому	для котельень	для промислових печей
1	2	3	4
Чорна металургія	1/6100	1/5200	1/7500
Суднобудівельна	1/3200	1/3100	1/3400
Гумовоазбестова	1/5200	1/5200	-
Хімічна	1/5900	1/5600	1/7300
Будівельних матеріалів	1/5900	1/5500	1/6200
Радіопромисловість	1/3600	1/3300	1/5500
Електротехнічна	1/3800	1/3600	1/5500
Кольорова металургія	1/3800	1/3100	1/5400
Верстатобудівельна	1/2700	1/2900	1/2600
Машинобудівельна	1/2700	1/2600	1/3200
Текстильна	1/4500	1/4500	-
Целюлозно-паперова	1/6100	1/6100	-
Деревообробна	1/5400	1/5400	-
Харчова	1/5700	1/5900	1/4500



1	2	3	4
Пивоварна	1/5400	1/5200	1/6900
Виноробна	1/5700	1/5700	-
Взуттєва	1/3500	1/3500	-
Фарфоро-фаянсова	1/5200	1/3900	1/6500
Шкіро-галантерейна	1/4800	1/4800	-
Поліграфічна	1/4000	1/3900	1/4200
Швейна	1/4900	1/4900	-
Борошномельно-круп'яна	1/3500	1/3600	1/3200
Тютюново-махоркова	1/3850	1/3500	-

Додаток 8

Значення коефіцієнта годинного максимуму  
витрати газу населенням на господарсько-побутові потреби  
(без опалення) [1, табл. 4]

Кількість жителів, тис чол.	Коефіцієнт годинного максимуму витрати теплоти, $K_m$
1	1/1800
2	1/2000
3	1/2050
5	1/2100
10	1/2200
20	1/2300
30	1/2400
40	1/2500
50	1/2600
100	1/2800
300	1/3000
500	1/3300
750	1/3500
1000	1/3700
2000 та більше	1/4700





Додаток 9

Значення коефіцієнта годинного максимуму витрати газу  
комунально-побутовими підприємствами [1, табл. 5]

Назва підприємства	Коефіцієнт годинного максимуму витрати газу, $K_M$
Лазні	1/2700
Пральні	1/2900
Громадського харчування	1/2000
Виробництво хліба та кондитерських виробів	1/6000

Додаток 10

Техніко-економічні показники стаціонарних газорегуляторних  
пунктів (в грн. за цінами 1999 р.) [17, дод. 2]

Матеріал стін	Тип регулятора	Пристрій для обліку газу	Продуктивність, $m^3/год$	Кошторисна вартість, грн.		Розміри в плані, м
				загальна	обладнання	
Панельні	РДБК 1-50	РГ-600	1200	14927,6	1604,16	6x6,6
Цегляні	РДБК 1-50	РГ-600	1200	12788,72	1604,16	6x6,8
Панельні	РДБК 1-50	«Тургас»	5825	15952,48	2383,96	6x6,2
Цегляні	РДБК 1-50	«Тургас»	5825	13802,46	2383,96	6x6,8
Панельні	РДБК 1-50	витратомір	5825	15740,82	2383,96	6x6,6
Цегляні	РДБК 1-50	витратомір	5825	13601,94	2383,96	6x6,8
Панельні	РДБК 1-100	витратомір	18417	17144,46	2395,1	6x6,6
Цегляні	РДБК 1-100	витратомір	18417	15005,58	2395,1	6x6,8
Панельні	РДУК 2-200	витратомір	38272	25577,44	2473,08	6x12,6
Цегляні	РДУК 2-200	витратомір	38272	22435,96	2473,08	6x12,8



Техніко-економічні показники шафових газорегуляторних  
пунктів (в грн. за цінами 2011 р.) [23]

Найменування	Тип регулятора	$P_{вх}$ max, МПа	$P_{вих}$ , кПа	Продуктивність, м <sup>3</sup> /год	Ціна з ПДВ, грн.
ШГРП-01	РДУК-50	0,6/1,2	0,5-60/60-600	470-5700	27720 (39690)
ШГРП-02	РДУК-100	0,6/1,2	0,5-60/60-600	750-9200	36996 (61200)
ШГРП-03	РДУК-200	1,2	0,5-60/60-600	3100-3800	72240 (133980)
ШГРП-04	РДБК-25	1,2	1,0-60/30-600	160-1990	27720 (39690)
ШГРП-05	РДБК-50	0,6/1,2	1,0-60/30-600	470-5700	27720 (39690)
ШГРП-06	РДБК-100	1,2	1,0-60/30-600	750-9200	3600 (60900)
ШГРП-07	РДГ-50	1,2	1,5-60/60-600	550-6000	27720 (39690)
ШГРП-08	РДГ-80	1,2	1,5-60/60-600	1386-14300	42354 (58236)
ШГРП-09	РДГ-150	1,2	1,5-60/60-600	3465-35750	78200 (127600)
ШГРП-К-01	РДНК-50/1000	0,6	2-5	300-1050	17736 (23625)
ШГРП-К-02	РДСК-50	1,2	10-40	100-1000	17115 (23208)
ШГРП-К-04	РДСК-50	1,2	270-300	400-1000	17115 (23208)
ШГРП-К-05	РДНК-400	0,6	2-5	180-630	16442 (21648)
ШГРП-К-07	РДНК-1000	0,6	2-5	130-900	16194 (20628)
ШГРП-К-08	РДНК-У	1,2	2-5	100-1000	16194 (20628)
ШГРП-К-09	РДНК-400	0,6	2-5	100-600	16194 (20628)
ШГРП-К-10	РДСК-50/1000	1,2	20-50	130-1340	17748 (24540)

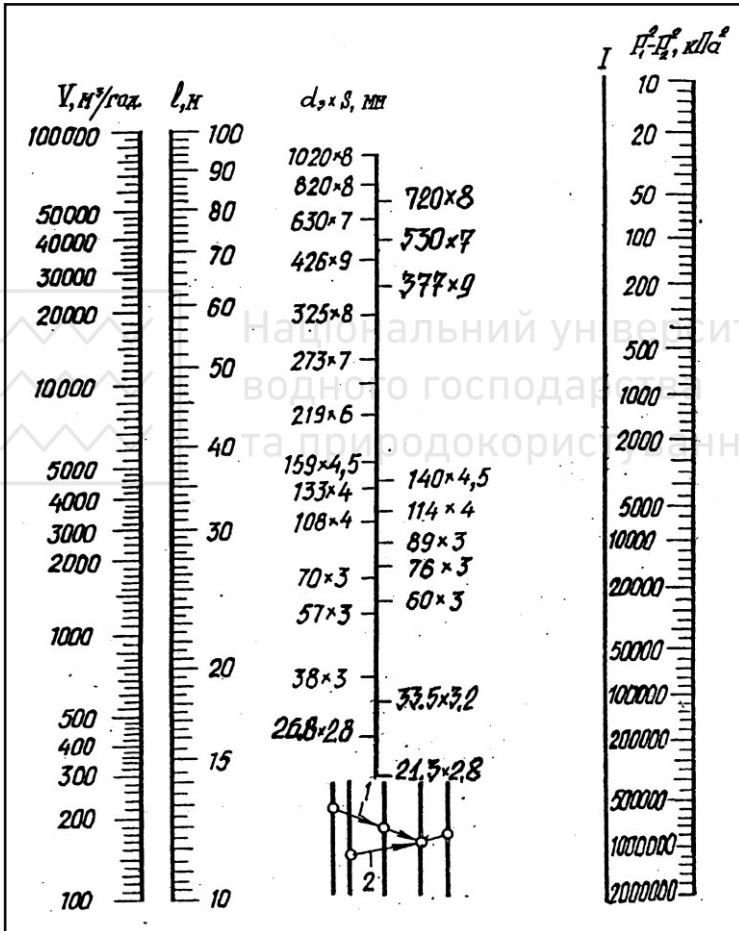


Техніко-економічні показники шафових газорегуляторних  
пунктів (в грн. за цінами 2011 р.) [24]

Найменування	$P_{вх}$ max, МПа	$P_{вих}$ , кПа	Продук- тивність, м <sup>3</sup> /год	Конструктивні особливості	Ціна з ПДВ, грн.
ГРПШ-2- M2R40-УЗ	0,6	2,0	45	Дві лінії редукування. Два регулятора M2R40 Elster	7 200,0
ГРПШ-2- MR25SF6-УЗ	0,6	2,2-30	407	Дві лінії редукування. Два регулятора MR25SF6 Elster	23 000,0
ГРПШ-2- MR50SF6-УЗ	0,6	2,2-30	955	Дві лінії редукування. Два регулятора MR50SF6 Elster	40 000,0
ГРПШ-2- РДНК-400-УЗ	0,6	2-5	600	Дві лінії редукування. Два РДНК-400	23 000,0
ГРПШ-2- РДГ50Н-УЗ	0,6	1,5-60	6000	Дві лінії редукування. Два регул. РДГ50Н	41 000,0
ГРПШ-2- РДГ50Н-УЗ	1,2	1,5-60	7100	Дві лінії редукування. Два регул. РДГ50Н	43 000,0
ГРПШ-2- РДГ50В-УЗ	1,2	60-300	7100	Дві лінії редукування. Два регул. РДГ50В	40 500,0
ГРПШ-2-РДУК 2Н-50/35-УЗ	0,6	0,6-60	8200	Дві лінії редукування. Два РДУК2-50/35	48 000,0
ГРПШ-2-РВІ 3212-УЗ	0,6	2,0-40	65	Дві лінії редукування. Два регулятора РВІ 3212 Actaris	27 300,0
ГРПШ-2-РВІ 2612-УЗ	0,6	2,0-40	130	Дві лінії редукування. Два регулятора РВІ 2612 Actaris	25 000,0
ГРПШ-2-РВІ 4022-УЗ	1,6	2,0-200	1000	Дві лінії редукування. Два РВІ 4022 Actaris	83 000,0
ГРПШ-2- FE25S-УЗ	0,6	2,1	25	Дві лінії редукування. Два регулятора FE25S Pietro Fiorentini	5 560,0
ГРПШ-2- FE50S-УЗ	0,6	2,1	50	Дві лінії редукування. Два FE50S Pietro Fior.	7 050,0

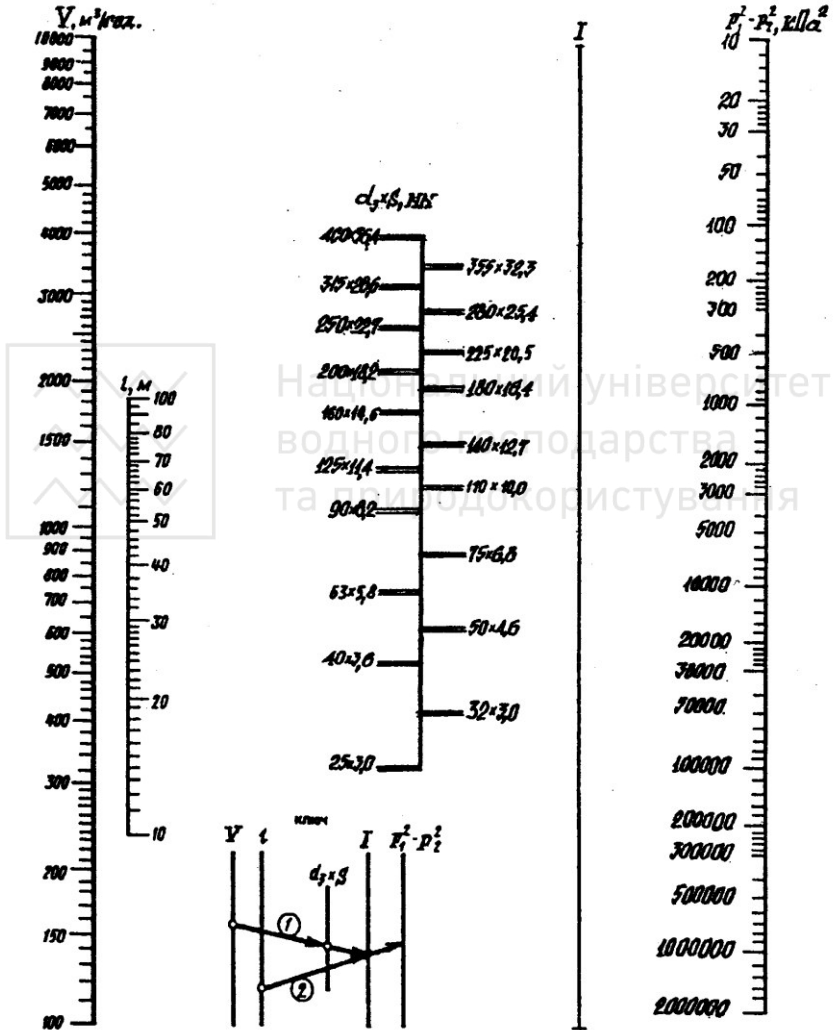


Номограма для розрахунку сталевих газопроводів середнього і високого тиску



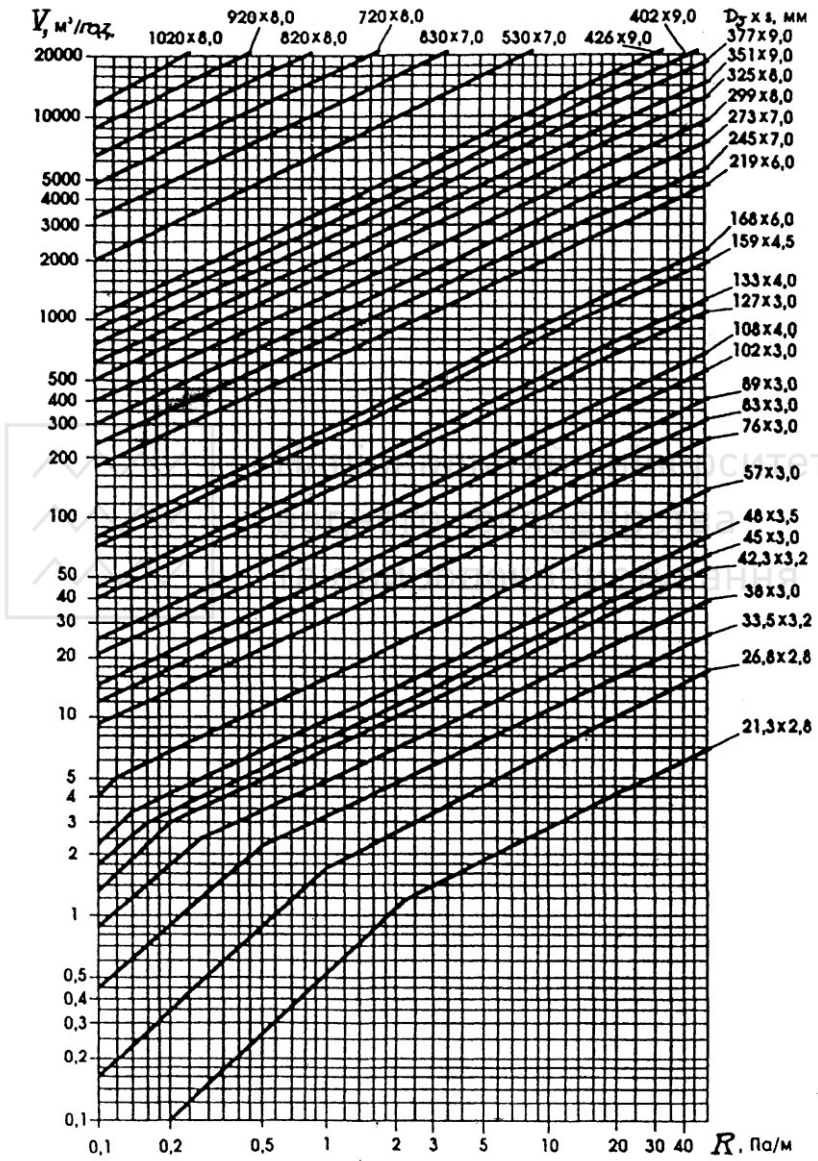


Номограма для розрахунку поліетиленових газопроводів  
середнього і високого тиску





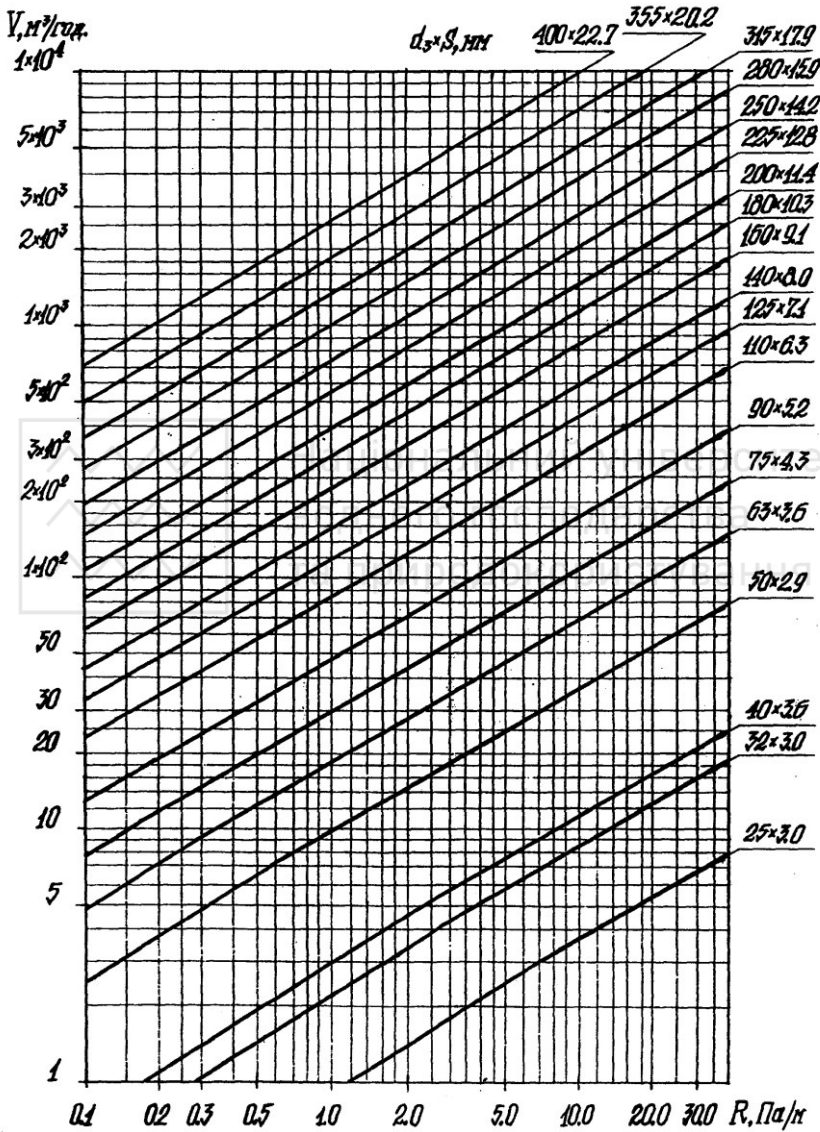
Номограма для розрахунку сталевих газопроводів низького тиску







Номограма для розрахунку поліетиленових газопроводів низького тиску





*Значення коефіцієнту одночасності дії газових приладів [1, дод. Д]*

Кількість квартир	Плита з двома конфорками	Плита з двома конфорками і газовий швидкісний водонагрівник	Плита з чотирма конфорками	Плита з чотирма конфорками і газовий швидкісний водонагрівник
1	1	0,75	1	0,7
2	0,84	0,64	0,64	0,56
3	0,73	0,52	0,45	0,48
4	0,59	0,39	0,35	0,43
5	0,48	0,375	0,29	0,40
6	0,41	0,36	0,28	0,392
7	0,36	0,345	0,27	0,37
8	0,32	0,335	0,265	0,36
9	0,289	0,32	0,258	0,345
10	0,263	0,315	0,254	0,34
15	0,242	0,275	0,24	0,3
20	0,23	0,26	0,235	0,28
30	0,218	0,235	0,231	0,250
40	0,213	0,205	0,227	0,23

*Значення коефіцієнтів місцевих опорів*

Вид опору	Значення коефіцієнту					
Звуження	0,35					
Трійник прохідний	1					
Трійник поворотний	1,5					
Хрестовина прохідна	2					
Хрестовина поворотна	3					
Відвід гнугий 90°	0,3					
	для діаметрів, мм					
	<b>15</b>	<b>20</b>	<b>25</b>	<b>32</b>	<b>40</b>	<b>≥50</b>
Кутник	2,2	2,1	2,0	1,8	1,6	1,1
Пробковий кран	4	2	2	2	2	2
Вентиль прямий	11	7	6	6	6	5
Вентиль "Косва"	3	3	3	2,5	2,5	2
Засувка	d = 50...100		d = 175...200		d ≥300	
	0,5		0,25		0,15	



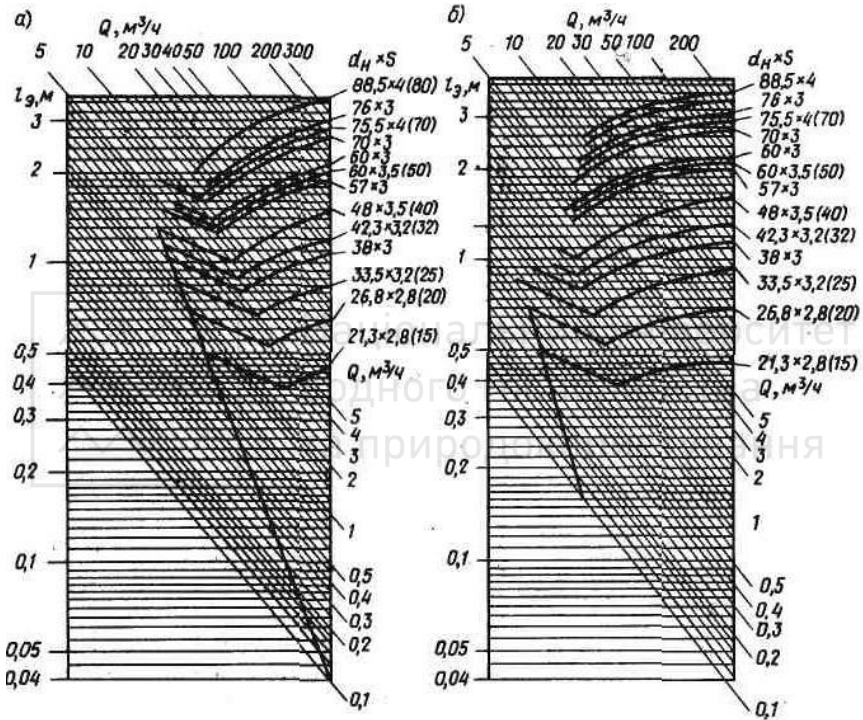


Таблиці для гідравлічного розрахунку газопроводів

Витрата, м <sup>3</sup> /год	Питомі втрати тиску $i$ , Па, та еквівалентні довжини $l_e$ , м, для діаметрів газопроводу, мм									
	15		20		25		32		40	
	$i$	$l_e$	$i$	$l_e$	$i$	$l_e$	$i$	$l_e$	$i$	$l_e$
1	1,95	0,38	0,59	0,38	0,22	0,38	-	-	-	-
1,2	2,35	0,46	0,7	0,46	0,27	0,46	-	-	-	-
1,4	3,06	0,48	0,82	0,54	0,31	0,54	0,1	0,54	-	-
1,6	4,18	0,46	0,94	0,62	0,36	0,62	0,11	0,62	-	-
1,8	5,5	0,45	1,11	0,66	0,40	0,69	0,13	0,69	-	-
2	7,62	0,43	1,42	0,64	0,45	0,77	0,14	0,77	-	-
2,2	10,24	0,42	1,78	0,62	0,49	0,86	0,16	0,85	-	-
2,4	12	0,41	2,18	0,6	0,6	0,83	0,17	0,92	0,1	0,92
2,6	13,88	0,37	2,63	0,59	0,73	0,81	0,19	1	0,11	1
2,8	15,88	0,37	3,12	0,57	0,87	0,79	0,2	1,08	0,11	1,08
3	18,01	0,38	3,67	0,56	1,02	0,77	0,22	1,12	0,12	1,15
3,2	20,27	0,38	4,26	0,55	1,19	0,76	0,26	1,11	0,13	1,23
3,4	22,65	0,39	4,91	0,54	1,37	0,74	0,3	1,07	0,14	1,29
3,6	25,15	0,39	5,81	0,51	1,56	0,73	0,34	1,05	0,16	1,27
3,8	27,78	0,39	6,41	0,51	1,77	0,71	0,39	1,03	0,19	1,24
4	30,53	0,4	7,03	0,52	2,00	0,7	0,44	1,02	0,21	1,22
4,2	33,41	0,4	7,68	0,52	2,24	0,69	0,49	1	0,24	1,2
4,4	36,41	0,4	8,36	0,53	2,61	0,65	0,54	0,98	0,27	1,19
4,6	39,52	0,4	9,06	0,53	2,82	0,65	0,6	0,97	0,29	1,17
4,8	42,27	0,41	9,79	0,54	3,05	0,66	0,67	0,96	0,33	1,15
5	46,13	0,41	10,54	0,54	3,28	0,67	0,74	0,94	0,36	1,14
5,5	-	-	12,55	0,55	3,90	0,68	0,92	0,91	0,45	1,1
6	-	-	14,71	0,56	4,56	0,69	1,14	0,87	0,55	1,07
6,5	-	-	17,04	0,56	5,27	0,7	1,32	0,89	0,67	1,04
7	-	-	19,53	0,57	6,03	0,71	1,51	0,9	0,79	1,01
7,5	-	-	22,17	0,58	6,84	0,72	1,71	0,91	0,90	1,03
8	-	-	24,98	0,58	7,69	0,73	1,92	0,93	1,01	1,04
8,5	-	-	27,94	0,59	8,59	0,74	2,14	0,94	1,12	1,05
9	-	-	31,07	0,59	9,53	0,74	2,37	0,95	1,24	1,07
9,5	-	-	34,35	0,6	10,52	0,75	2,62	0,96	1,37	1,08
10	-	-	37,79	-	11,56	0,76	2,87	0,97	1,50	1,09



Номограма для визначення умовної еквівалентної довжини газопроводів





## Предметний покажчик

### А

автомобільні газозаправні станції (АГЗС), 144  
активний захист, 33

### Б

багатоступінчаста система, 24

### В

випарна установка, 148

випарник, 147

відведення продуктів горіння, 132, 173

внутрішній газопровід, 26, 73, 120, 130, 146

водонагрівник газовий, 124, 125, 171

### Г

газобалонна установка, 145

газова свердловина, 17

газовий лічильник, 121, 176

газові плити, 121, 123, 125, 168, 169

газові прилади, 121, 122, 125, 129, 132, 133, 145, 169

газові родовища, 9, 13, 17

газоконденсатні родовища, 13, 18

газонаповнювальна станція (ГНС), 141

газонаповнювальні пункти (ГНП), 141, 142

газопровід високого тиску, 23, 79

газопровід низького тиску, 23, 68, 103, 107, 109, 116, 130, 180, 190

газопровід середнього тиску, 23, 79, 87

газопровід-ввід, 120

газорегуляторна установка (ГРУ), 23, 25, 61, 64

газорегуляторний пункт (ГРП), 23, 25, 61, 63, 67, 166

газорозподільча станція, 25

газорозподільча станція (ГРС), 61

групова балонна установка (ГБУ), 146



## Г

грунтова корозія, 32

## Д

двоступінчаста система, 24  
димохід, 133

## Е

ежекційні пальники, 123, 169  
еквівалентна довжина, 73  
електрична корозія, 32  
електричний дренаж, 34

## З

запобіжний запірний клапан (ЗЗК), 63  
запобіжний скидний клапан (ЗСК), 58, 63, 163, 166  
запобіжно-запірний клапан (ЗЗК), 164  
зведена довжина, 104, 110

## І

індивідуальна балонна установка (ІГБУ), 145

## К

катодний захист, 33  
квартирний сигналізатор, 127  
кільцева мережа, 75, 76, 78  
коефіцієнт корисної дії (ККД), 169  
коефіцієнт нерівномірності, 46  
коефіцієнт одночасності, 130  
компресорна станція, 21  
конденсатозбірник, 149

## М

магістральні газопроводи, 21  
межа займистості, 12



## Н

надземні газопроводи, 29

надійність газопостачання, 21, 25, 79, 81, 106, 151, 154, 212

нерівномірність споживання газу, 45

## О

однокільцева мережа, 87

одноступінчаста система, 24

одоризація газу, 12, 20

опалювальне устаткування, 121, 125

## П

пасивний захист, 33

перехід газопроводу, 30

підземні газопроводи, 29

підземні сховища, 9, 22, 47

поклади газу, 16

попутний газ, 13

природні гази, 13

продувальний трубопровід, 66, 168

проміжні склади балонів (ПСБ), 143

протекторний захист, 33

## Р

регулятор тиску, 53, 55, 57, 146

режим споживання газу, 45

резервуарна установка, 147

річна витрата газу, 38, 41

розгалужені мережі, 76, 110

розрахункова витрата газу, 48, 88, 112

розрахунковий перепад тиску, 81, 85, 87, 88, 106, 107

## С

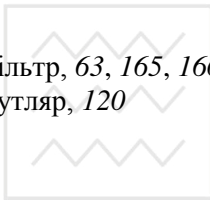
середня питома втрата тиску, 83



скидний трубопровід, *66*  
скраплений газ, *12, 139, 150*  
споживачі-регулювальники, *46*  
сушка газу, *19*  
сховища газу, *21*

## **Т**

температура займистості, *12*  
теплове навантаження, *169*  
теплопродуктивність, *169*  
теплота згорання, *12*  
транзитна витрата, *105*  
триступінчаста система, *24*  
тупикова мережа, *30, 89, 109, 162*



## **Ф**

фільтр, *63, 165, 166, 167*  
футляр, *120*

## **Ш**

шляхова витрата, *103, 104, 111, 112*  
штучні гази, *12, 13*