

Міністерство освіти і науки України
Одеський національний технологічний університет

ННІ Холоду, кріотехнологій та екоенергетики ім. В.С. Мартиновського
Кафедра Нафтогазових технологій, інженерії та теплоенергетики
Ступінь вищої освіти Бакалавр
Спеціальність 185 Нафтогазова інженерія та технології
Освітня програма Нафтогазова інженерія та технології



КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА БАКАЛАВРА

**на тему: Проект системи газопостачання низького тиску
села Баннівка, Болградського району, Одеської області**

Здобувача (ки) Урсу С.В.

Керівник доц. Василів О.Б.

Консультанти: проф. Басюркіна Н.І.
доц. Кологривов М.М.

Кваліфікаційна робота допускається до захисту
Рішення кафедри від 10 червня
2026 року

В.о. завідувача кафедрою НТІТ

протокол № 12

Олександр ТІТЛОВ

Одеса - 2026 рік

ОДЕСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНОЛОГІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

ННІ Холоду, кріотехнологій та екоенергетики ім. В.С. Мартиновського

Кафедра Нафтогазових технологій, інженерії та теплоенергетики

Ступінь вищої освіти Бакалавр

Спеціальність 185 Нафтогазова інженерія та технології

Освітня програма Нафтогазова інженерія та технології

ЗАТВЕРДЖУЮ

Зав. кафедри д.т.н., проф. Тітлов О.С.

«02» лютого 2026 року

ЗАВДАННЯ НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ ЗДОБУВАЧА

Урсу Сергій В'ячеславович

1. Тема роботи Проект системи газопостачання низького тиску
села Баннівка, Болградського району, Одеської області

Затверджена наказом ОНТУ від 30.01.2026 р. наказ № 51-03

2. Термін здачі здобувачем закінченої роботи 10.06.2026 р.

3. Вихідні дані роботи: Генплан с. Баннівка; кількість жителів – 1211;
кількість дворів 360; тип мережі за тиском – низького; склад газу: метан – 95,6534%,
Етан - 2.589%; Пропан - 0.7967%, ізо-Бутан - 0.1188%; н-Бутан - 0.1107%;
ізо-Пентан - 0.0195%; н-Пентан - 0.0129%; Гексани+ - 0.0105 %; Азот - 0.4301%;
O₂- 0.0056%; CO₂ – 0.2529, Тип мережі за розташуванням – підземна; тип мережі за
матеріалом труб – поліетиленові.

4. Перелік питань, які потрібно розробити. Огляд джерел літератури, планування та
проектування мереж газопостачання; вибір системи газопостачання; розрахунок
газоспоживання в населеному пункті; визначення витрат газу на комунально-
побутові потреби; розрахунок властивостей газу; розрахунок річних та годинних
максимальних витрат газу; розрахунок кільцевих газових мереж низького тиску
Обладнання для регулювання та зниження тиску; Економічна частина; охорона праці

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень)

1) генплан району та план газової мережі (обов'язково);

2) схема змін тиску і діаметрів ділянок трубопроводів газової мережі (обов'язково);

3) регулятор тиску газу – складальне креслення (обов'язково);

4) функціональна схема газорегуляторного пункту ГРПШ (обов'язково).

6. Консультанти по роботі, із зазначенням розділів роботи, що стосуються їх

Розділ	Консультант	Підпис, дата	
		Завдання видав	Завдання видав
Розділ охорони праці	доц. Василів О.Б.		
Економічний розділ	проф. Басюркіна Н.І.		
Нормоконтроль	доц. Кологривов М.М.		

7. Дата видачі завдання 02.02.2026 р.

Керівник _____ Урсу С.В.

Завдання прийняв до виконання _____ Василів О.Б.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№	Назва етапів кваліфікаційної роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
1	Огляд літературних джерел, методик розрахунків, підготовка структури роботи	01.03-10.03.26	
2	Підготовка теоретичного розділу роботи	11.03-21.03.26	
3	Підготовка проєктного розділу роботи	22.03-22.04.26	
4	Підготовка розділу з охорони праці	23.04-30.04.26	
5	Підготовка економічного розділу	01.05-07.05.26	
6	Оформлення пояснювальної записки кваліфікаційної роботи	08.05-11.05.26	
7	Підготовка графічної частини роботи	12.05-23.05.26	
8	Підготовка презентації та доповіді	24.05-31.05.26	
9	Відгук керівника, рецензування, підготовка до захисту кваліфікаційної роботи	01.06-08.06.26	

Здобувач-дипломник _____ Урсу С.В.

Керівник роботи _____ Василів О.Б.

Несу відповідальність за ідентичність електронного та друкованого варіантів кваліфікаційної роботи, даю згоду на обробку персональних даних та не заперечую проти розміщення кваліфікаційної роботи на офіційних web-ресурсах ОНТУ.

Підтверджую, що в кваліфікаційній роботі відсутні порушення норм академічної доброчесності.

Здобувач-дипломник _____ Урсу Сергій В'ячеславович _____

РЕФЕРАТ

Кваліфікаційна робота складається з: 93 сторінки друкованого тексту, 7 рисунків, 20 таблиць, 24 посилань на літературні джерела.

У роботі розглянуто основні аспекти проектування системи газопостачання низького тиску для села Баннівка Болградського району Одеської області. Проаналізовано нормативну базу, вимоги до безпечного проектування, будівництва та експлуатації газорозподільних мереж. Обґрунтовано доцільність застосування поліетиленових труб ПЕ 80 і ПЕ 100 для підземного прокладання газопроводів, наведено їх порівняльну характеристику зі сталевими трубами. Охарактеризовано населений пункт, природний газ як паливо та вихідні дані для розрахунків.

Виконано розрахунок річних і максимальних годинних витрат газу за основними категоріями споживачів, зокрема на господарсько-побутові потреби населення, опалення житлових і громадських будівель та вентиляцію громадських будівель. Визначено, що максимальна годинна витрата газу становить $728 \text{ м}^3/\text{год}$, а річне споживання газу – $1284,1 \text{ тис. м}^3/\text{рік}$. Проведено гідравлічний розрахунок кільцевих і розгалужених ділянок газової мережі низького тиску з урахуванням допустимих втрат тиску. За результатами розрахунків підтверджено працездатність прийнятої схеми мережі та відповідність мінімального тиску нормативним вимогам.

У роботі обґрунтовано вибір газорегуляторного пункту ГРПШ-07-2У1 з регулятором тиску РДНК-1000, наведено його технічні характеристики, конструктивні елементи та принцип роботи. Розглянуто економічну частину проекту, зокрема базисну кошторисну вартість, експлуатаційні витрати та термін окупності. Окрему увагу приділено питанням охорони праці, безпечної експлуатації газопроводів, контролю технічного стану мережі, аварійного реагування та ведення експлуатаційної документації.

Ключові слова: газопостачання, низький тиск, село Баннівка, поліетиленові труби, гідравлічний розрахунок, газорегуляторний пункт, РДНК-1000, охорона праці, економічна ефективність.

Abstract

The qualification thesis consists of 93 pages of printed text, 7 figures, 20 tables, and 24 references.

The thesis examines the main aspects of designing a low-pressure gas supply system for the village of Bannivka, Bolhrad District, Odesa Region. The regulatory framework, safety requirements, and technical standards for the design, construction, and operation of gas distribution networks are analyzed. The feasibility of using PE 80 and PE 100 polyethylene pipes for underground gas pipelines is substantiated, and their comparative characteristics with steel pipes are presented. The paper also describes the settlement, the properties of natural gas as a fuel, and the initial data used for engineering calculations.

The annual and maximum hourly gas consumption rates are calculated for the main categories of consumers, including household needs, heating of residential and public buildings, and ventilation of public facilities. The maximum hourly gas consumption is determined to be 728 m³/h, while the annual gas consumption is 1,284.1 thousand m³/year. A hydraulic calculation of the looped and branched sections of the low-pressure gas network is carried out, taking into account the permissible pressure losses. The results confirm the efficiency of the adopted network scheme and the compliance of the minimum pressure values with regulatory requirements.

The selection of the GRPSh-07-2U1 gas regulating unit equipped with an RDNK-1000 pressure regulator is justified. Its technical characteristics, structural elements, and operating principle are described. The economic section of the thesis includes the estimated construction cost, operating expenses, and payback period. Special attention is paid to occupational safety, safe operation of gas pipelines, technical condition monitoring, emergency response measures, and maintenance documentation.

Keywords: gas supply, low pressure, Bannivka village, polyethylene pipes, hydraulic calculation, gas regulating unit, RDNK-1000, occupational safety, economic efficiency.

ЗМІСТ

Вступ.....	8
1. Проектування мереж газопостачання у населених пунктах.....	10
1.1. Нормативна база та загальні вимоги	10
1.2. Класифікація систем газопостачання	12
1.3. Прокладання газопроводів і розміщення обладнання.....	13
1.4. Вибір труб для систем газопостачання	14
1.5. Сучасні підходи до планування газових мереж	17
Висновок до розділу 1	18
2. Розрахунок витрати газу в населеному пункті.....	19
2.1. Розрахункові витрати газу	19
2.2. Розрахунок витрат газу на господарсько-побутові потреби населення	26
2.3. Визначення витрат газу на опалення житлових і громадських будинків	28
2.4. Визначення витрат газу на централізоване гаряче водопостачання	30
2.5. Характеристика населеного пункту.....	32
2.6. Характеристика природного газу.....	33
2.7. Результати розрахунку годинних і річних витрат газу.....	40
Висновки до розділу 2	43
3. Гідравлічний розрахунок газових мереж низького тиску.....	44

					КРБ.НТІТ.1.51-03.2.2					
Зм.	Арк.	№ Документа	Підпис	Дата	Розрахунково – пояснювальна записка			Літ.	Арк.	Аркушів
Розробив		Урсу С.В.								
Перевірів		Василів О.Б.								
Затв.										
					гр ГН-449					

3.1.	Алгоритм проектного розрахунку кільцевої газової мережі низького тиску 48	
3.2.	Результати розрахунків газової мережі населеного пункту.....	56
	Висновки до розділу 3	62
4.	Обладнання ГРП.....	65
4.1.	Пристрій та принцип роботи ГРПШ-07-2У1	66
4.2.	Регулятор тиску газу РДНК-1000	69
	Висновки до розділу 4	73
5.	Економічна частина	74
5.1.	Базисна кошторисна вартість	74
5.2.	Термін окупності	75
	Висновки до розділу 5	82
6.	Охорона праці та вимоги безпечної експлуатації газопроводів і споруд систем газопостачання.....	83
	Висновки до розділу 6	89
	Висновки	90
	Перелік джерел посилань	91

ВСТУП

Природний газ залишається одним із найбільш ефективних і відносно екологічних видів органічного палива, відіграючи ключову роль у забезпеченні енергетичної безпеки більшості країн світу. Незважаючи на глобальний курс на декарбонізацію та розвиток відновлюваної енергетики, природний газ продовжує займати вагоме місце у структурі паливно-енергетичного балансу як перехідний енергоносіє на шляху до низьковуглецевої економіки.

Порівняно з іншими видами викопного палива, природний газ має суттєві техніко-економічні та екологічні переваги [1]:

- вартість видобутку є значно нижчою, а продуктивність праці – вищою, ніж при видобутку вугілля та нафти;
- висока теплота згоряння робить економічно обґрунтованим транспортування газу магістральними газопроводами на значні відстані;
- повнота згоряння забезпечує полегшення умов праці обслуговуючого персоналу та мінімізацію шкідливих викидів;
- відсутність оксиду вуглецю у складі природного газу суттєво знижує ризик отруєння при можливих витіках, що є особливо важливим для комунально-побутових споживачів;
- можливість автоматизації процесів горіння дозволяє досягати високих значень ККД теплових установок;
- висока жаропродуктивність (понад 2000 °C) уможливорює ефективне застосування газу як енергетичного та технологічного палива у промисловості;
- природний газ є цінною сировиною для хімічної та нафтохімічної промисловості.

В умовах воєнного часу та триваючої енергетичної кризи питання надійного газопостачання набуває для України особливої гостроти. Газове господарство країни являє собою складний розгалужений технічний комплекс, безперебійна робота якого є критично важливою для забезпечення життєдіяльності на-

					КРБ.НТІТ.1.51-03.2.2	Арк.
						8
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

селених пунктів, функціонування промислових підприємств та соціальної інфраструктури.

Таким чином, вибір та раціоналізація проектних рішень систем газопостачання населених пунктів України залишається актуальним завданням. Рівень газифікації Одеської області станом на початок реалізації регіональної програми є нижчим за середній показник по Україні. Даний дипломний проєкт виконується відповідно до «Програми газифікації Одеської області на 2010–2035 роки», затвердженої рішенням обласної ради від 10.09.2010 № 1168-V [2], та спрямований на підвищення рівня газифікації регіону, збільшення енергетичної ефективності й покращення рівня енергетичного комфорту населення.

					КРБ.НТІТ.1.51-03.2.2	Арк.
						9
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

1. ПРОЕКТУВАННЯ МЕРЕЖ ГАЗОПОСТАЧАННЯ У НАСЕЛЕНИХ ПУНКТАХ

1.1. Нормативна база та загальні вимоги

Проектування систем газопостачання виконується з урахуванням чинних будівельних норм, правил безпеки, стандартів щодо матеріалів і обладнання, а також вихідних даних про забудову, перспективний розвиток території та структуру газоспоживання. ДБН В.2.5-20:2018 встановлює вимоги для нового будівництва, реконструкції, капітального ремонту та технічного переоснащення систем, що забезпечують споживачів природним газом із надлишковим тиском до 1,2 МПа [3].

Під час вибору схеми газопостачання необхідно враховувати обсяг і щільність споживання, кількість ступенів редукування тиску, розміщення газорегуляторних пунктів, принцип побудови мережі та вимоги щодо надійності й безпеки. Для населених пунктів ДБН передбачає кільцеві, тупикові та змішані схеми розподільних газопроводів, а остаточне рішення має обґрунтовуватися техніко-економічними розрахунками [3].

Система газопостачання повинна забезпечувати безперервну та безпечну подачу газу, а також можливість оперативного відключення окремих ділянок або відгалужень для ремонтних і аварійних робіт. У сучасних проєктах доцільно передбачати дистанційний контроль, керування технологічними параметрами та інтелектуальний облік споживання газу, якщо це технічно й економічно виправдано [1, 3].

До основних нормативних документів, які застосовують при розробленні проєктних рішень, належать:

ДБН В.2.5-20:2018 «Газопостачання» - базовий документ щодо вимог до систем газопостачання, класифікації газопроводів, норм тиску, розміщення обладнання, прокладання мереж та випробувань [3].

НПАОП 0.00-1.76-15 «Правила безпеки систем газопостачання» - документ, що визначає вимоги до безпечної експлуатації, обслуговування, ремонту

					КРБ.НТІТ.1.51-03.2.2	Арк.
						10
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

та організації робіт у газонебезпечних умовах [7].

Навчальні посібники з газопостачання, у яких систематизовано методики визначення витрат газу, гідравлічного розрахунку, вибору матеріалів труб і газорегуляторного обладнання [1, 6].

ДСТУ Б В.2.7-73-98 «Труби поліетиленові для подачі горючих газів. Технічні умови» - стандарт, який поширюється на поліетиленові труби для будівництва та ремонту мереж газопостачання горючими газами [4].

Матеріали виробника «щодо поліетиленових газових труб ПЕ 80 і ПЕ 100 використано як довідкове джерело для опису сортаменту, SDR, маси труб та форм постачання [5].

Регіональні програми газифікації, зокрема Програма газифікації Одеської області на 2010-2035 роки, доцільно використовувати для узгодження проєктних рішень із довгостроковим розвитком територій [2].

Безпечність газорозподільної мережі формується ще на стадії планування. Траси газопроводів вибирають так, щоб забезпечити нормативні відстані до будівель, споруд та інших інженерних комунікацій, доступність для обслуговування, захист від випадкових пошкоджень і можливість швидкого локалізованого відключення аварійної ділянки [3, 7].

У проєкті передбачають запірну арматуру, вузли редукування тиску, захист від перевищення тиску, засоби контролю герметичності та порядок проведення випробувань. Газорегуляторні станції, ГРП, ШГРП і ГРУ знижують тиск до потрібного рівня та підтримують його в допустимих межах. Їх обладнання повинно мати запобіжні пристрої, що не допускають небезпечного підвищення тиску у мережі [1, 7].

Для сталевих підземних газопроводів обов'язковими є антикорозійні заходи, зокрема ізоляційні покриття та електрохімічний захист. Для поліетиленових труб ризик ґрунтової корозії відсутній, проте потрібно суворо дотримуватися правил підземного прокладання, зварювання, маркування траси та захисту від механічних пошкоджень [1, 3].

					КРБ.НТІТ.1.51-03.2.2	Арк.
						11
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Екологічні вимоги до систем газопостачання пов'язані насамперед із мінімізацією витоків газу, контролем герметичності мережі, безпечним виконанням земляних і монтажних робіт, а також належним поводженням з відходами під час будівництва та ремонту. Чим якісніше виконано гідравлічний розрахунок, вибір матеріалів і монтаж стиків, тим менша ймовірність втрат газу впродовж експлуатаційного строку мережі [1, 3].

Експлуатаційна надійність забезпечується регулярними оглядами, веденням технічної документації, плановим обслуговуванням арматури й регуляторів тиску, контролем стану ізоляції сталевих ділянок, перевіркою працездатності запобіжних пристроїв та своєчасним реагуванням аварійних служб [7].

Для малих населених пунктів особливо важливо передбачати просту структуру обслуговування мережі: доступні місця розташування запірної арматури, зрозумілу схему відключення кварталів або вулиць, мінімальну кількість складних вузлів і можливість поетапного розширення системи без повної зупинки газопостачання [1, 6].

1.2. Класифікація систем газопостачання

Класифікація газопроводів за тиском визначає допустимі технічні рішення, вимоги до матеріалів труб, тип газорегуляторного обладнання, рівень контролю та порядок експлуатації. Відповідно до ДБН В.2.5-20:2018 газопроводи поділяють на низького, середнього та високого тиску двох категорій [3].

Газопроводи низького тиску працюють при тиску до 0,005 МПа. Газопроводи середнього тиску мають робочий тиск від 0,005 до 0,300 МПа. Газопроводи високого тиску II категорії працюють у межах від 0,300 до 0,600 МПа, а високого тиску I категорії - від 0,600 до 1,200 МПа для природного газу [3].

За кількістю ступенів тиску системи можуть бути одноступеневими, двоступеневими, триступеневими або багаступеневими. Перехід між газопроводами різного тиску повинен здійснюватися через газорегуляторні пункти, блокові або шафові пункти, що забезпечують редукування й стабілізацію тиску [3].

Газопроводи високого тиску застосовують для транспортування значних

					КРБ.НТІТ.1.51-03.2.2	Арк.
						12
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

обсягів газу до населених пунктів, промислових зон, котелень або газорегуляторних станцій. У межах житлової забудови їх використання обмежується вимогами безпеки, тому для безпосереднього живлення побутових споживачів газ зазвичай редукують до середнього або низького тиску [1, 3].

Мережі середнього тиску є проміжною ланкою між джерелом постачання та розподільними мережами низького тиску. Вони доцільні для селищ і малих міст, де частина споживачів може отримувати газ через індивідуальні або групові регулятори, а низький тиск формується вже перед житловими будинками чи окремими об'єктами [1, 6].

Мережі низького тиску призначені для безпосереднього газопостачання побутових, громадських і невеликих комунальних споживачів. Для малих населених пунктів вони зручні тим, що мають простішу експлуатацію, нижчий рівень небезпеки порівняно з мережами вищого тиску та дозволяють гнучко підключати житлові будинки, школи, амбулаторії, адміністративні будівлі й невеликі виробничі об'єкти [3, 6].

Основні переваги низького тиску полягають у підвищеній безпеці, простішій схемі внутрішнього розподілу, можливості поетапного будівництва та зручності локального відключення окремих ділянок. Водночас такі мережі потребують ретельного гідравлічного розрахунку, оскільки навіть незначні втрати тиску можуть вплинути на роботу віддалених споживачів [1, 3].

У малих населених пунктах вибір між одноступеневою системою середнього тиску, двоступеневою системою або розвиненою мережею низького тиску залежить від щільності забудови, довжини вуличної мережі, наявності великих споживачів, рельєфу, ґрунтових умов і перспектив розвитку громади. Остаточне рішення приймають після порівняння капітальних витрат, експлуатаційних витрат і показників надійності [3, 6].

1.3. Прокладання газопроводів і розміщення обладнання

Підземне прокладання є основним рішенням для розподільних газопроводів у житловій забудові. Траси необхідно погоджувати з іншими інженерними

					КРБ.НТІТ.1.51-03.2.2	Арк.
						13
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

мережами, дорогами, зеленими насадженнями та межами земельних ділянок. Особливу увагу приділяють перетинам з водопроводом, каналізацією, тепломережами, кабельними лініями та іншими комунікаціями [3].

Для селищ і сільських населених пунктів доцільним є широке застосування поліетиленових газопроводів у підземному виконанні, при цьому труби для газу повинні мати відповідне маркування [1].

Запірну арматуру розміщують так, щоб забезпечити відключення окремих ділянок без припинення газопостачання всього населеного пункту. Газорегуляторні пункти та шафові установки розташовують у місцях, доступних для експлуатаційного персоналу, із дотриманням вимог безпеки щодо відстаней, вентиляції, огляду та обслуговування [3, 7].

1.4. Вибір труб для систем газопостачання

Вибір матеріалу труб є одним із ключових рішень, оскільки він впливає на довговічність, вартість будівництва, ремонтпридатність і безпеку експлуатації. Для низького та середнього тиску у малих населених пунктах перевагу часто надають поліетиленовим трубам, тоді як сталеві труби залишаються доцільними для ділянок з підвищеним тиском, надземного прокладання, введів, переходів через перешкоди та місць, де поліетилен застосовувати недоцільно або заборонено [1, 3].

Поліетиленові труби для газопостачання застосовують у підземних розподільних мережах, де потрібні корозійна стійкість, герметичність з'єднань, мала маса та технологічність монтажу. ДСТУ Б В.2.7-73-98 поширюється на труби для подачі горючих газів, призначені для будівництва та ремонту мереж газопостачання, а виробники пропонують газові труби з поліетилену ПЕ 80 і ПЕ 100 [4, 5].

Газові труби виготовляють чорного кольору з поздовжніми смугами: для ПЕ 100 - з оранжевими, для ПЕ 80 - з жовтими. Труби постачаються у відрізках орієнтовно 5-13 м або в бухтах різної довжини [5]. У таблицях виробника для SDR 17,6 наведено робочий тиск 0,3 МПа, а для SDR 11 - 0,6 МПа [5].

					КРБ.НТІТ.1.51-03.2.2	Арк.
						14
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 1.1 - Довідкові характеристики поліетиленових газових труб ПЕ 80/ПЕ 100 за даними виробника

Зовнішній діаметр, мм	SDR 17,6 (0,3 МПа), товщина / маса	SDR 11 (0,6 МПа), товщина / маса	Форма поставання
20	-	3,0 мм / 0,162 кг/м	бухти 50-500 м
25	-	3,0 мм / 0,209 кг/м	бухти 50-400 м
32	-	3,0 мм / 0,276 кг/м	бухти 50-400 м
40	-	3,7 мм / 0,427 кг/м	бухти 50-300 м
50	-	4,6 мм / 0,663 кг/м	бухти 50-300 м
63	3,6 мм / 0,691 кг/м	5,8 мм / 1,050 кг/м	бухти 50-200 м
75	4,3 мм / 0,970 кг/м	6,8 мм / 1,462 кг/м	бухти 50-200 м
90	5,2 мм / 1,400 кг/м	8,2 мм / 2,120 кг/м	бухти 50, 100 м
110	6,3 мм / 2,070 кг/м	10,0 мм / 3,140 кг/м	відрізки 13 м; бухти 50, 100 м
160	9,1 мм / 4,340 кг/м	14,6 мм / 6,700 кг/м	відрізки 13 м

Наведені значення використовують як довідкові під час попереднього вибору труб. Остаточний діаметр, SDR і матеріал ПЕ 80 або ПЕ 100 приймають за чинними стандартами, паспортами виробників і результатами гідравлічного розрахунку з урахуванням робочого тиску та умов прокладання [4, 5].

Для мереж низького тиску робочий тиск не перевищує 0,005 МПа, тобто є значно нижчим за довідкові робочі тиски труб SDR 17,6 і SDR 11, наведені виробником. Це створює достатній запас за тиском для розподільної мережі за умови правильного гідравлічного розрахунку, якісного зварювання та дотримання вимог до підземного прокладання [3, 4, 5].

Вибір ПЕ труб для малих населених пунктів обґрунтовується також експлуатаційними перевагами: вони не зазнають ґрунтової корозії, не потребують

катодного захисту, мають меншу масу порівняно зі сталевими трубами, можуть постачатися в бухтах на малих діаметрах і тому зменшують кількість стиків. Додатковими перевагами є діелектричні властивості поліетилену, стійкість до агресивних елементів ґрунту та заявлений виробником тривалий строк експлуатації до 50 років [5].

Отже, для підземних розподільних мереж низького тиску поліетиленові труби ПЕ 80 або ПЕ 100 є раціональним рішенням за критеріями безпеки, довговічності, вартості монтажу та ремонтпридатності. Сталеві труби доцільно залишати для ділянок, де потрібні надземне прокладання, підвищена механічна міцність, спеціальні переходи або інші умови, за яких поліетилен не застосовують [3, 4].

Поліетиленові та сталеві труби не є взаємозамінними для всіх ділянок системи: кожен матеріал має свою область ефективного застосування. Поліетилен доцільний для протяжних підземних мереж низького та середнього тиску, а сталь застосовують там, де потрібна висока механічна міцність, вогнестійкість, надземне прокладання або робота за вищого тиску [3, 4].

Таблиця 1.2 - Порівняльні характеристики поліетиленових і сталевих труб

Ознака	Поліетиленові труби (ПЕ 80, ПЕ 100)	Сталеві труби
Корозійна стійкість	Висока, не потребують катодного захисту	Потребують ізоляції та електрохімічного захисту
Монтаж	Легкі, гнучкі, зручні для підземного прокладання	Важчі, монтаж трудомісткіший
Діапазон діаметрів	Поширений діапазон для розподільних мереж - 20-630 мм	Широкий діапазон, зокрема для великих діаметрів
Робочий тиск	Застосовують переважно для низького і середнього тиску	Можливе застосування для середнього та високого тиску

Ознака	Поліетиленові труби (ПЕ 80, ПЕ 100)	Сталеві труби
Термін служби	Тривалий за дотримання умов експлуатації	Залежить від якості сталі, ізоляції та захисту від корозії
Ремонтопридатність	Потребують спеціального зварювального обладнання та фітингів	Ремонт можливий зварюванням, фланцями або муфтами
Типове застосування	Підземні розподільні мережі малих населених пунктів	Надземні ділянки, переходи, вводи, вузли з підвищеним навантаженням

Якість монтажу безпосередньо впливає на герметичність і строк служби газопроводу. Для поліетиленових труб важливими є підготовка торців, правильний режим зварювання, контроль параметрів зварювального процесу, охолодження стику та ведення виконавчої документації. Для сталевих труб основними критичними операціями є контроль зварних швів, нанесення ізоляційного покриття та перевірка електрохімічного захисту [4, 7].

Переходи «поліетилен - сталь» виконують із застосуванням спеціальних нерознімних або ізолювальних з'єднань. Такі вузли розміщують у доступних для контролю місцях і захищають від механічних навантажень. Після завершення монтажу мережу випробовують на міцність і герметичність відповідно до нормативних вимог [3, 7].

1.5. Сучасні підходи до планування газових мереж

Сучасне планування систем газопостачання поєднує класичні гідравлічні розрахунки з цифровими моделями мережі, електронними паспортами об'єктів, дистанційним контролем тиску та обліку газу. Такий підхід підвищує точність прогнозування навантажень, спрощує пошук аварійних ділянок і допомагає планувати реконструкцію мережі без невиправданих витрат [1, 3].

Для малих населених пунктів доцільним є поетапне будівництво: спочатку створюють магістральні вуличні ділянки та джерело редукування тиску, а потім розширюють мережу за чергами забудови. Така модель знижує початкове фінансове навантаження і водночас залишає можливість підключення нових споживачів без суттєвої перебудови системи [1, 6].

Під час реконструкції існуючих мереж пріоритетними є заміна аварійних сталевих ділянок, оптимізація розташування запірної арматури, встановлення сучасних регуляторів тиску та впровадження засобів контролю. Усі зміни повинні супроводжуватися оновленням виконавчих схем і технічної документації, щоб експлуатаційна служба мала актуальну інформацію про стан мережі [7].

Висновок до розділу 1

Для розподільної мережі низького тиску малого населеного пункту доцільно застосовувати підземні поліетиленові труби ПЕ 80 або ПЕ 100, оскільки вони забезпечують корозійну стійкість, меншу трудомісткість монтажу та достатній запас за робочим тиском порівняно з фактичним тиском мережі.

					<i>КРБ.НТІТ.1.51-03.2.2</i>	Арк.
						18
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

2. РОЗРАХУНОК ВИТРАТИ ГАЗУ В НАСЕЛЕНОМУ ПУНКТІ

2.1. Розрахункові витрати газу

Надійність системи газопостачання населеного пункту визначається коректним розрахунком двох основних показників: річного споживання газу та максимальної розрахункової годинної витрати. Річні витрати використовують для оцінювання паливного балансу і перспективної потреби в газі, а максимальні годинні витрати є вихідними даними для гідравлічного розрахунку розподільних газопроводів, вибору пропускної здатності ГРП, ГРПБ, ШГРП, ПГРП та іншого редукувального обладнання [1, 3, 6, 8, 15].

Методика розрахунку витрат газу має відповідати ДБН В.2.5-20:2018 «Газопостачання». Для теплових навантажень на опалення, вентиляцію та гаряче водопостачання додатково застосовують вимоги ДБН В.2.5-64, ДБН В.2.5-67 і ДБН В.2.5-39 [3, 10, 11, 13].

У розрахунках слід розрізняти стандартні умови обліку газу та умови, безпосередньо зазначені в ДБН для максимальної розрахункової годинної витрати. Стандартний об'єм природного газу для обліку приводять до температури 20 °С, абсолютного тиску 101,325 кПа і сухого стану. Водночас ДБН В.2.5-20:2018 формулює визначення максимальної розрахункової годинної витрати для умов 0 °С і тиску газу 0,1 МПа [3, 14, 17].

Основними групами споживачів природного газу в населеному пункті є житлові будинки, громадські будинки та установи, підприємства побутового обслуговування, заклади ресторанного господарства, заклади охорони здоров'я, хлібопекарські виробництва, промислові та сільськогосподарські підприємства. Для кожної групи річні та годинні витрати визначають окремо, після чого формують зведений баланс навантажень за прийнятою схемою газопостачання [1, 3, 6, 15].

Річні витрати газу для житлових будинків, підприємств побутового обслуговування, закладів ресторанного господарства, виробництва хліба і кондитерсь-

					КРБ.НТІТ.1.51-03.2.2	Арк.
						19
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ких виробів, а також для закладів охорони здоров'я визначають за нормами витрат теплоти, наведеними в таблиці 2.1. Для споживачів, яких немає в таблиці, витрати газу приймають за нормами витрат інших видів палива або за фактичними даними паливоспоживання з урахуванням ККД обладнання при переході на газове паливо [3].

При розробленні генерального плану населеного пункту допускається використовувати укрупнені показники споживання газу, м³/рік на одну людину, за теплоти згоряння газу 34 МДж/м³ [2, 3]:

- за наявності централізованого гарячого водопостачання - 100;
- за гарячому водопостачанні від газових водонагрівачів - 250;
- за відсутності гарячого водопостачання - 125, а для сільської місцевості - 165.

Якщо фактична теплота згоряння газу відрізняється від 34 МДж/м³, укрупнені показники множать на коефіцієнт перерахунку [3]:

$$K = \frac{34}{Q_n} \quad (2.1)$$

Де Q_n - теплота згоряння газу, який застосовується, МДж/м³.

Таблиця 2.1 – Норми витрат теплоти для різних споживачів газу [3]

Споживачі газу	Показник споживання газу	Норми витрат теплоти, МДж
1 Житлові будинки		
За наявності в квартирі газової плити і централізованого гарячого водопостачання при газопостачанні природним газом	На одну людину в рік	2800
Те саме, при газопостачанні СВГ	На одну людину в рік	2540

Споживачі газу	Показник споживання газу	Норми витрат теплоти, МДж
За наявності в квартирі газової плити і газового водонагрівача за відсутності централізованого гарячого водопостачання при газопостачанні природним газом	На одну людину в рік	8000
Те саме, при газопостачанні СВГ	На одну людину в рік	7300
За наявності в квартирі газової плити і відсутності централізованого гарячого водопостачання та газового водонагрівача при газопостачанні природним газом	На одну людину в рік	4600
Те саме, при газопостачанні СВГ	На одну людину в рік	4240

2 Громадські будинки

2.1 Підприємства побутового обслуговування

Пральні: на прання білизни в механізованих пральнях	На 1 т сухої білизни	8800
Пральні: на прання білизни в немеханізованих пральнях із сушильними шафами	На 1 т сухої білизни	12600
Пральні: на прання білизни в механізованих пральнях, включаючи сушіння і прасування	На 1 т сухої білизни	18800
Дезкамери: на дезинфекцію білизни та одягу в парових камерах	На 1 т сухої білизни	2240
Дезкамери: на дезинфекцію білизни та одягу в гарячеповітряних камерах	На 1 т сухої білизни	1260
Лазні: миття без ванн	На одне миття	40

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

КРБ.НТІТ.1.51-03.2.2

Арк.

21

Споживачі газу	Показник споживання газу	Норми витрат теплоти, МДж
Лазні: миття з ваннами	На одне миття	50
2.2 Підприємства харчування (заклади ресторанного господарства)		
Їдальні, ресторани, кафе: на приготування обідів незалежно від пропускної здатності підприємства	На один обід	4,2
Їдальні, ресторани, кафе: на приготування сніданків та вечері	На один сніданок або вечерю	2,1
2.3 Заклади охорони здоров'я		
Лікарні, пологові будинки: на приготування їжі	На одне ліжко за рік	3200
Лікарні, пологові будинки: на приготування гарячої води для господарсько-побутових потреб і лікувальних процедур без прання білизни	На одне ліжко за рік	9200
3 Промислові будинки		
Хлібозаводи, комбінати, пекарні: на випічку хліба формового	На 1 т виробів	2500
Хлібозаводи, комбінати, пекарні: на випічку хліба подового, батонів, булочок, здоби	На 1 т виробів	5450
Хлібозаводи, комбінати, пекарні: на випічку кондитерських виробів	На 1 т виробів	7750

Примітка 1. При застосуванні газу для лабораторних потреб навчальних закладів норму витрат теплоти приймають із розрахунку 50 МДж/рік на одного учня.

Примітка 2. Норми витрат теплоти в таблиці 2.1 не враховують витрати теплоти на опалення.

Річні витрати теплоти на потреби підприємств торгівлі та підприємств побутового обслуговування невиробничого характеру приймають у розмірі до 5 % сумарної витрати теплоти на житлові будинки, наведеної в таблиці 2.1. У попередній редакції було помилково зазначено, що ці 5 % стосуються витрат на опалення житлового фонду; відповідно до ДБН В.2.5-20:2018 йдеться саме про річні витрати теплоти на житлові будинки за таблицею 2.1, тобто без урахування опалення [3].

Річні витрати теплоти на технологічні потреби промислових і сільськогосподарських підприємств визначають за даними паливоспоживання цих підприємств з урахуванням перспективи розвитку та зміни ККД обладнання при переході на газове паливо або за чинними технологічними нормами витрат палива чи теплоти [3, 6, 15].

Річні витрати теплоти на приготування кормів і підігрів води для тварин приймають за таблицею 2.2 [3].

Таблиця 2.2 – Річні витрати теплоти на приготування кормів і підігрів води для тварин [3]

Призначення газу, що витрачається	Одиниця виміру	Норми витрати теплоти на потреби тварин, МДж
Приготування кормів для тварин з урахуванням запарювання грубих кормів і корене-, бульбоплодів	Один кінь	1700
Приготування кормів для тварин з урахуванням запарювання грубих кормів і корене-, бульбоплодів	Одна корова	8400
Приготування кормів для тварин з урахуванням запарювання грубих кормів і корене-, бульбоплодів	Одна свиня	4200
Підігрів води для пиття та санітарних потреб	Одна тварина	420

Системи газопостачання міст, селищ і сіл розраховують на максимальну розрахункову годинну витрату газу при 0 °С і тиску газу 0,1 МПа. Для господарсько-побутових і виробничих потреб її визначають як частку річної витрати газу [3, 6, 15]:

$$Q_d^h = K_{max}^h Q_y \quad (2.2)$$

де Q_d^h - максимальна розрахункова годинна витрата газу, м³/год;

K_{max}^h - коефіцієнт годинного максимуму, який переводить річну витрату в максимальну годинну;

Q_y - річна витрата газу, м³/рік.

Коефіцієнт годинного максимуму приймають диференційовано для кожного району газопостачання, якщо мережа цього району є самостійною і гідравлічно не пов'язана з мережами того самого тиску інших районів. Значення K_{max}^h для господарсько-побутових потреб наведені в таблиці 2.3, а для лазень, пралень, закладів ресторанного господарства і підприємств з виробництва хліба та кондитерських виробів - у таблиці 2.4 [3].

Для суб'єктів господарювання, не наведених у таблиці 2.4, розрахункову годинну витрату газу визначають за даними паливоспоживання або за формулою (2.2) з урахуванням коефіцієнтів годинного максимуму за відповідною галуззю промисловості [3, 15].

Для окремих житлових і громадських будинків розрахункову годинну витрату визначають за сумою номінальних витрат газу встановленими приладами з урахуванням коефіцієнтів одночасності їх дії [3]:

$$Q_d^h = \sum_{i=1}^m K_{sim} q_{пот} n_i \quad (2.3)$$

де $\sum_{i=1}^m$ - сума здобутків величин K_{sim} , $q_{пот}$ і n_i від i до m ;

K_{sim} - коефіцієнт одночасності дії однотипних газових приладів, який для житлових будинків приймають за додатком В ДБН В.2.5-20:2018;

q_{nom} - номінальна витрата газу приладом або групою приладів, м³/год;

n_i - кількість однотипних приладів або груп приладів, шт.;

m - кількість типів приладів або груп приладів, шт.

					КРБ.НТІТ.1.51-03.2.2	Арк.
						24
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 2.3 – Значення коефіцієнтів годинного максимуму витрат газу на господарсько-побутові потреби [3]

Кількість жителів, що забезпечується газом, тис.	Коефіцієнт годинного максимуму витрат газу (без опалення), K_{max}^h
1	1/1800
2	1/1200
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 і більше	1/4700

Примітка. Для відособлених житлових районів, окремих вулиць, груп житлових будинків при кількості жителів до 0,5 тисяч осіб розрахункову годинну витрату газу визначають за сумою номінальних витрат газовими приладами з урахуванням коефіцієнта одночасності їхньої дії

Таблиця 2.4 – Значення коефіцієнтів годинного максимуму витрат газу [3]

Об'єкти	Коефіцієнт годинного максимуму витрат газу (без опалення), K_{max}^h
Лазні	1/2700

Пральні	1/2900
їдальні, ресторани, кафе	1/2000
Хлібозаводи, хлібокомбінати, пекарні	1/6000
Примітка. Для лазень і пралень коефіцієнти годинного максимуму наведено з урахуванням витрат газу на потреби опалення та вентиляції.	

При визначенні витрати газу та діаметрів внутрішніх газопроводів для окремих житлових і громадських будинків, обладнаних двоконтурними теплогенераторами, витрату газу на опалення допускається не враховувати, якщо це відповідає умовам ДБН та прийнятому режиму роботи обладнання [3].

Розрахункові річні та годинні витрати теплоти на опалення, вентиляцію і гаряче водопостачання слід визначати за ДБН В.2.5-64, ДБН В.2.5-67 і ДБН В.2.5-39. Гідравлічний режим розподільних газопроводів приймають так, щоб за максимально допустимих втрат тиску забезпечити економічну та надійну роботу системи, стійкість ГРП, ГРПБ, ШГРП, ПГРП і нормальну роботу пальників газо-використовуючого обладнання в допустимих межах тиску. Розрахункові внутрішні діаметри газопроводів визначають гідравлічним розрахунком за умови надійного і безпечного газопостачання всіх споживачів у години максимального споживання [3, 10, 11, 13].

2.2. Розрахунок витрат газу на господарсько-побутові потреби населення

Річну витрату теплоти на господарсько-побутові потреби населення у житлових будинках визначають за нормами таблиці 2.1 з урахуванням кількості жителів у квартирах із відповідним складом газових приладів [3]:

$$Q_{\text{гп}}^T = \sum H_i N_i \quad (2.4)$$

де $Q_{\text{гп}}^T$ - річна витрата теплоти на господарсько-побутові потреби населення, МДж/рік;

H_i – норма витрати теплоти на одну людину за рік для і-го складу газових

					КРБ.НТІТ.1.51-03.2.2	Арк.
						26
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

приладів, МДж/(люд·рік);

N_i - кількість жителів у квартирах з i -м складом газових приладів, осіб.

Річну витрату теплоти на утримання тварин визначають за нормами таблиці 2.2 [3]:

$$Q_{\text{ТВ}}^T = \sum H_{\text{ТВ}i} N_{\text{ТВ}i} \quad (2.5)$$

Де $Q_{\text{ТВ}}^T$ - річна витрата теплоти на приготування кормів, підігрів води для пиття та санітарні потреби тварин, МДж/рік

$H_{\text{ТВ}i}$ - річна норма витрати теплоти для тварини i -го виду, МДж/(гол·рік);

$N_{\text{ТВ}i}$ - кількість тварин i -го виду, голів.

Загальну річну витрату теплоти на господарсько-побутові потреби житлового сектору визначають підсумовуванням відповідних складових:

$$Q_{\text{ГПзаг}}^T = Q_{\text{ГП}}^T + Q_{\text{ТВ}}^T \quad (2.6)$$

Річну витрату природного газу на господарсько-побутові потреби житлового сектору визначають за нижчою теплотою згоряння газу [3, 14]:

$$Q_{\text{ГПзаг}}^{\Gamma} = \frac{Q_{\text{ГПзаг}}^T}{Q_{\text{РН}}} \quad (2.7)$$

де $Q_{\text{ГПзаг}}^{\Gamma}$ - річна витрата газу, м³/рік;

$Q_{\text{РН}}$ - нижча теплота згорання природного газу, МДж/м³.

$$Q_{\text{РН}} = \sum Q_{\text{РН}i} r_i \quad (2.8)$$

$Q_{\text{РН}i}$ - нижча теплота згорання i -го компонента природного газу, МДж/м³;

r_i - об'ємна частка i -ого компонента в суміші.

Максимальну годинну витрату газу на господарсько-побутові потреби населення визначають за коефіцієнтом годинного максимуму [3]:

$$Q_{\text{ГПmax}}^{\Gamma} = k_{\text{max}} Q_{\text{ГПзаг}}^{\Gamma} \quad (2.9)$$

де k_{max} приймають за таблицею 2.3 або за додатком В ДБН В.2.5-20:2018

					КРБ.НТІТ.1.51-03.2.2	Арк.
						27
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

для малих відособлених груп споживачів, якщо розрахунок виконується за сумою номінальних витрат газовими приладами [3].

2.3. Визначення витрат газу на опалення житлових і громадських будинків

Витрати газу на опалення визначають не за таблицею 2.1, а за розрахунковими тепловими навантаженнями будівель. За відсутності детальних теплотехнічних характеристик допускається застосування укрупнених показників максимального теплового потоку на опалення 1 м² загальної площі, прийнятих за чинними нормами з опалення, вентиляції та теплопостачання [10, 11, 12, 13, 15].

Максимальний тепловий потік на опалення житлових і громадських будівель визначають за формулою:

$$Q_{o_{max}} = (1 + k_1) \sum q_{oi} N_{oi} f \quad (2.10)$$

де $Q_{o_{max}}$ - тепловий потік на опалення, Вт;

k_1 - коефіцієнт, що враховує тепловий потік на опалення громадських будівель, за відсутності уточнених даних його допускається приймати $k_1 = 0.25$;

q_{oi} - укрупнений показник максимального теплового потоку на опалення 1 м² загальної площі житлових будівель, залежить від розрахункової температури зовнішнього повітря, кількості поверхів будинку, терміну і технології його будівництва;

N_{oi} - кількість жителів у будинках відповідної поверховості, терміну та технології будівництва;

f - нормативна або прийнята у завданні загальна площа житла на одну людину, м²/люд.

Значення q_{oi} слід приймати за чинними нормативними джерелами з урахуванням розрахункової температури зовнішнього повітря, поверховості, терміну будівництва та теплозахисних характеристик будівель. Чинні для України норми ДБН В.2.5-67 та ДБН В.2.5-39 [10, 11, 12, 13].

Максимальну годинну витрату теплоти на опалення, якщо $Q_{o_{max}}$ задано у ватах, доцільно подавати в МДж/год:

$$Q_{o_{max}}^T = 3600 \cdot Q_{o_{max}} \quad (2.11)$$

де $Q_{o_{max}}^T$ - максимальна годинна витрата теплоти на опалення, МДж/год.

Максимальну годинну витрату газу на опалення визначають за нижчою теплою згоряння газу та ККД теплогенерувального обладнання [14, 17]:

$$Q_{o_{max}}^{\Gamma} = \frac{Q_{o_{max}}^T}{\eta_0 \cdot Q_{pH}} \quad (2.12)$$

де $Q_{o_{max}}^{\Gamma}$ - максимальна годинна витрата газу на опалення, м³/год;

η_0 - ККД опалювальних пристроїв, при відсутності паспортів газових приладів можна орієнтовно приймати: для опалювальних печей $\eta_0 = 0,6-0,65$, для опалювальних котлів $\eta_0 = 0,8-0,85$.

Середню годинну витрату газу на опалення протягом опалювального періоду визначають за температурним коефіцієнтом [11, 12]:

$$Q_{o_m}^{\Gamma} = Q_{o_{max}}^{\Gamma} \frac{t_{BH} - t_{o_m}}{t_{BH} - t_o}, \quad (2.13)$$

де t_{BH} - розрахункова температура повітря всередині приміщення, що обігрівається, °C;

t_{o_m} - середня температура зовнішнього повітря за опалювальний період, °C;

t_o - розрахункова температура зовнішнього повітря для проєктування опалення, °C. Кліматичні параметри слід приймати за чинними кліматичними нормами.

Річну витрату газу на опалення визначають за тривалістю опалювального періоду [11, 12]:

$$Q_{o_{річ}}^{\Gamma} = Q_{o_m}^{\Gamma} \cdot 24 \cdot n_0 \quad (2.14)$$

де $Q_{o_{річ}}^{\Gamma}$ - річна витрата газу на опалення, м³/рік;

					КРБ.НТІТ.1.51-03.2.2	Арк.
						29
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

n_0 - нормативна тривалість опалювального періоду, діб/рік, прийнята за чинними кліматичними даними для населеного пункту.

2.4. Визначення витрат газу на централізоване гаряче водопостачання

Витрати газу на централізоване гаряче водопостачання визначають за тепловим навантаженням системи ГВП, кількістю користувачів, нормою витрати гарячої води та ККД обладнання для підігріву води. За наявності фактичних або проєктних даних щодо водорозбору перевагу слід надавати їм; укрупнені показники застосовують на попередніх стадіях розрахунку [10, 11, 13].

Середній тепловий потік на централізоване гаряче водопостачання визначають за формулою [10, 11, 13]:

$$Q_{h_m} = q_h N_h \quad (2.15)$$

де Q_{h_m} - середній тепловий потік на централізоване гаряче водопостачання, Вт;

q_h - укрупнений показник середнього теплового потоку на ГВП для однієї людини, Вт/люд.;

N_h - кількість жителів, що користуються централізованим гарячим водопостачанням, осіб.

Середню годинну витрату теплоти на централізоване гаряче водопостачання подають у МДж/год:

$$Q_{h_m}^T = 3,6 \cdot 10^{-3} \cdot Q_{h_m} \quad (2.16)$$

					КРБ.НТІТ.1.51-03.2.2	Арк.
						30
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 2.5 - Укрупнені показники середнього теплового потоку на централізоване гаряче водопостачання [10, 11, 13]

Середня норма витрати гарячої води на людину, л/добу	для житлового сектору, Вт/люд.	для житлового сектору і громадських будівель, Вт/люд.	для громадських будівель, Вт/люд.
85	247	320	73
90	259	332	73
105	303	376	73
115	334	407	73

Середню годинну витрату газу на централізоване гаряче водопостачання визначають за формулою:

$$Q_{h_m}^{\Gamma} = \frac{Q_{h_m}^T}{\eta_v Q_H^p} \quad (2.17)$$

де $Q_{h_m}^{\Gamma}$ - середня годинна витрата газу на ГВП, м³/год;

η_v - ККД установки для підігріву води; якщо підігрів води здійснюється котельним обладнанням, допускається приймати η_v за паспортом котлів або теплогенераторів.

Максимальну годинну витрату газу на централізоване гаряче водопостачання орієнтовно визначають з урахуванням коефіцієнта добової нерівномірності [10, 11, 13]:

$$Q_{h_{max}}^{\Gamma} = k_h \cdot 2,4 Q_{h_m}^T \quad (2.18)$$

де k_h - коефіцієнт добової нерівномірності водорозбору. На стадії попереднього розрахунку допускається приймати $k_h = 2,4$; для робочого проєктування значення уточнюють за чинними нормами та вихідними даними щодо режиму ГВП.

Річну витрату газу на централізоване гаряче водопостачання визначають за середньою годинною витратою та еквівалентною кількістю діб роботи системи

[10, 11, 13]:

$$Q_{h_{\text{річ}}}^{\Gamma} \cong Q_{h_m}^{\Gamma} \cdot 24 \cdot z_h \quad (2.19)$$

$Q_{h_{\text{річ}}}^{\Gamma}$ - річна витрата газу на централізоване ГВП, м³/рік; z_h - еквівалентна кількість діб роботи системи ГВП на рік. Якщо система працює цілорічно без сезонного коригування, z_h приймають за фактичним режимом роботи; за наявності сезонного зменшення навантаження в теплий період z_h визначають з урахуванням відповідних коефіцієнтів зниження водорозбору і тепловитрат.

Таким чином, розрахункова схема розділу узгоджена з ДБН В.2.5-20:2018: річні витрати газу визначають за нормами теплоспоживання або фактичним паливоспоживанням, максимальні годинні витрати - через коефіцієнти годинного максимуму або коефіцієнти одночасності, а витрати на опалення, вентиляцію та гаряче водопостачання - за профільними нормами теплопостачання і внутрішніх інженерних систем [3, 10, 11, 13, 18, 19].

2.5. Характеристика населеного пункту

Вихідні дані для розрахунку витрат газу споживачами с. Баннівка Одеської області наведені в табл. 2.7. Баннівка – село Василівської сільської громади Болградського району Одеської області в Україні. Населення становить 1211 осіб.

Географічні координати Баннівки: 45°41' пн. ш. 28°55' сх. д. Середня висота над рівнем моря - 23 м (рис.2.1).

Нормативні кліматичні дані для теплотехнічних розрахунків у с. Баннівка:

1. Розрахункова температура повітря для проектування опалення: -18 °С (Температура зовнішнього повітря найхолоднішої п'ятиденки із забезпеченістю 0,92).
2. Розрахункова температура повітря для проектування вентиляції (t_H): -8 °С (Температура зовнішнього повітря із забезпеченістю 0,94 для холодного періоду).

					КРБ.НТІТ.1.51-03.2.2	Арк.
						32
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

3. Середня за опалювальний період температура зовнішнього повітря: $+2,0$ °C (Визначається для періоду із середньодобовою температурою повітря ≤ 8 °C).
4. Тривалість опалювального періоду (n_0): 151 доба (Оскільки південь Одещини є найтеплішим регіоном країни, опалювальний сезон тут найкоротший).
5. Розрахункова температура повітря усередині житлових приміщень ($t_{вн}$): Базово $+20$ °C.

2.6. Характеристика природного газу

Природний газ є багатокомпонентною газовою сумішшю, основною горючою складовою якої є метан CH_4 . Крім метану, у його складі можуть бути присутні важчі вуглеводні – етан C_2H_6 , пропан C_3H_8 , ізобутан і н-бутан C_4H_{10} , ізопентан і н-пентан C_5H_{12} , а також фракції гексанів і вищих вуглеводнів C_6+ . До складу природного газу також входять негорючі баластні компоненти, насамперед азот N_2 і діоксид вуглецю CO_2 , які впливають на густину, теплоту згоряння та інші фізико-хімічні характеристики газової суміші [1, 6].

Для потреб газопостачання природний газ повинен відповідати вимогам чинних нормативних документів щодо якості, безпечності транспортування та використання. Зокрема, у проєктних розрахунках необхідно враховувати компонентний склад газу, нижчу теплоту згоряння, густину, відносну густину за повітрям і стандартні умови визначення об'єму газу [3, 19]. Завдяки високому вмісту метану природний газ належить до порівняно екологічно чистіших традиційних палив: під час його спалювання утворюється менше твердих частинок і сполук сірки, ніж при використанні вугілля або рідких нафтових палив. Водночас фактичні екологічні показники залежать від складу газу, режиму горіння та технічного стану газовикористовуючого обладнання.

					КРБ.НТІТ.1.51-03.2.2	Арк.
						33
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		



Рисунок 2.1 – Карта населеного пункту

Детальний компонентний склад газу, прийнятого для розрахунків у цій роботі, наведено в табл. 2.6. Оскільки в розподільчих газових мережах низького

					КРБ.НТІТ.1.51-03.2.2	Арк.
						34
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

тиску робочі параметри газу істотно віддалені від критичної області, для наближеного опису його термодинамічного стану в інженерних розрахунках допускається застосовувати рівняння стану ідеального газу [6, 19]:

$$PV = nRT$$

де: P – абсолютний тиск газу, Па;

V – об'єм газу, м³;

n – кількість речовини газу, моль;

R – універсальна газова стала, Дж/(моль·К);

T – абсолютна температура газу, К.

Для практичних розрахунків газових мереж це рівняння доцільно застосовувати з урахуванням приведення об'єму газу до стандартних умов. Якщо необхідна підвищена точність, зокрема для розрахунків за підвищених тисків або при змінному компонентному складі газу, слід використовувати методики, що враховують коефіцієнт стисливості реального газу [19].

Таблиця 2.6 – Компонентний склад природного газу в об'ємних частках

Метан	95.6534
Етан	2.5890
Пропан	0.7967
ізо-Бутан	0.1188
н-Бутан	0.1107
нео-Пентан	0.0010
ізо-Пентан	0.0185
н-Пентан	0.0129
Гексани+	0.0105
Кисень (O ₂)	0.0056
Азот (N ₂)	0.4301
Вуглекислий газ (CO ₂)	0.2528
Загалом	100%

Розрахунок густини природного газу з урахуванням реальних властивостей

У реальних умовах природний газ не є абсолютно ідеальним газом, оскільки молекули суміші мають власний об'єм і між ними діють міжмолекулярні сили. Тому для точнішого опису стану природного газу до рівняння ідеального газу вводять коефіцієнт стисливості z , який враховує відхилення поведінки газової суміші від ідеальної [6, 19]. Для газорозподільних мереж низького тиску це відхилення зазвичай є незначним, тому значення z наближається до одиниці. У розрахунках прийнято $z = 0,9999$, тобто газова суміш практично поводить себе як ідеальний газ.

Рівняння стану реального газу для одиниці маси можна записати у вигляді:

$$\frac{P}{\rho} = zRT \quad (2.20)$$

де P – абсолютний тиск газу, Па;

ρ – густина газу за тиску P і температури T , кг/м³;

z – коефіцієнт стисливості природного газу;

R – індивідуальна газова стала суміші, Дж/(кг·К);

T – абсолютна температура газу, К.

Із рівняння (2.20) випливає, що густина природного газу залежить не лише від тиску й температури, а й від компонентного складу суміші, оскільки саме склад визначає молярну масу та індивідуальну газову сталу. За відомого компонентного складу середню молярну масу природного газу визначають як суму добутків молярних мас окремих компонентів на їхні об'ємні частки [1, 6]:

$$\mu = \sum \mu_i r_i \quad (2.21)$$

де μ – середня молярна маса природного газу, кг/кмоль або г/моль;

μ_i – молярна маса i -го компонента газової суміші;

r_i – об'ємна частка i -го компонента в суміші;

i – порядковий номер компонента природного газу.

					КРБ.НТІТ.1.51-03.2.2	Арк.
						36
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$\mu = 16.043 \cdot 0.956534 + 30.070 \cdot 0.025890 + 44.097 \cdot 0.007967 + 58.124 \cdot 0.001188 + 58.124 \cdot 0.001107 + 72.151 \cdot 0.000010 + 72.151 \cdot 0.000185 + 72.151 \cdot 0.000129 + 86.177 \cdot 0.000105 + 31.999 \cdot 0.000056 + 28.013 \cdot 0.004301 + 44.010 \cdot 0.002529 = 16.875 \text{ кг/кмоль.}$$

Обчислюємо густину газу за нормальних умов

$$\rho_n = 1,2044\Delta \quad (2.22)$$

Після визначення середньої молярної маси можна розрахувати індивідуальну газову сталу суміші:

$$R = \frac{8314,3}{M} \quad (2.23)$$

$$R = \frac{8314.3}{16.875} = 492.70$$

При проведенні гідравлічних розрахунків газових мереж використовують поняття відносної густини газу за повітрям

$$\Delta = \frac{287,04}{R} \quad (2.24)$$

$$\Delta = \frac{287.04}{492.70} = 0.5826$$

$$\rho_n = 1,204\Delta \quad (2.25)$$

$$\rho_n = 1,293 \cdot 0,5826 = 0,7017.$$

де $\rho_{\text{пов.н}}$ густина повітря за нормальних умов, $\rho_{\text{пов.н}} = 1.293 \text{ кг/м}^3$.

Таким чином, для розрахунку густини природного газу необхідно знати його компонентний склад, температуру, абсолютний тиск і коефіцієнт стисливості. У практичних інженерних розрахунках газових мереж низького тиску коефіцієнт z може прийматися близьким до 1, однак для підвищених тисків або точних розрахунків обліку газу доцільно застосовувати нормативні методики визначення коефіцієнта стисливості відповідно до ДСТУ EN ISO 12213-1:2022 [14].

					КРБ.НТІТ.1.51-03.2.2	Арк.
						37
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Динамічний μ і кінематичний ν коефіцієнти в'язкості газу зв'язані між собою залежністю

$$\nu = \frac{\eta}{\rho} \quad (2.26)$$

В'язкість природного газу залежить від тиску і температури, проте для практичних розрахунків в газових мережах можна знехтувати залежністю в'язкості газу від тиску в діапазоні тисків, що зустрічаються в цих мережах. Слід враховувати, що в'язкість газової суміші не є строго адитивною властивістю, тобто її не можна визначати простим підсумовуванням в'язкостей окремих компонентів, помножених на їхні об'ємні частки. Тим не менш, для практичних розрахунків з достатньою точністю можна використовувати наближену залежність в'язкості газу:

$$\eta \approx \sum \eta_i r_i \quad (2.27)$$

де η_i - динамічна в'язкість i -ого компонента природного газу при розрахунковій температурі.

Кінематичний коефіцієнт в'язкості природного газу, Па·с.

$$\eta = (10.30 \cdot 0.956534 + 8.46 \cdot 0.025890 + 7.36 \cdot 0.007967 + 6.70 \cdot 0.001188 + 6.29 \cdot 0.001107 + 6.50 \cdot 0.000010 + 6.99 \cdot 0.000185 + 6.99 \cdot 0.000129 + 6.50 \cdot 0.000105 + 20.30 \cdot 0.000056 + 15.69 \cdot 0.004301 + 13.80 \cdot 0.002529) \cdot 10^{-6} = 10.2680 \cdot 10^{-6} \text{ Па}\cdot\text{с}$$

Природний газ належить до висококалорійних палив, енергетична цінність якого визначається кількістю теплоти, що виділяється під час його повного згоряння. Теплоту згоряння природного газу зазвичай виражають у Дж/м³, кДж/м³ або МДж/м³ для одиниці об'єму, а також у Дж/кг або МДж/кг для одиниці маси.

Одним із основних способів визначення теплоти згоряння природного газу є хроматографічний метод. Він ґрунтується на встановленні компонентного складу газової суміші методом газової хроматографії. Після визначення вмісту

					КРБ.НТІТ.1.51-03.2.2	Арк.
						38
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

окремих горючих компонентів – метану, етану, пропану, бутанів та інших вуглеводнів – теплоту згоряння суміші розраховують як зважену величину з урахуванням об’ємної або молярної частки кожного компонента та його індивідуальної теплоти згоряння [1, 6, 22].

Теплота згоряння природного газу – це кількість теплоти, яка виділяється при повному згорянні одиниці об’єму або маси газу. Залежно від того, чи враховується теплота конденсації водяної пари, що утворюється під час згоряння, розрізняють вищу та нижчу теплоту згоряння.

Вища теплота згоряння – це кількість теплоти, що виділяється при повному згорянні одиниці об’єму або маси газу за умови повної конденсації водяної пари, яка утворюється у продуктах згоряння. У цьому випадку додатково враховується теплота, що виділяється під час конденсації пари.

Нижча теплота згоряння – це кількість теплоти, що виділяється при повному згорянні одиниці об’єму або маси газу за умови, що водяна пара в продуктах згоряння залишається у газоподібному стані. Тобто теплота її конденсації у цьому показнику не враховується.

У проєктних і теплотехнічних розрахунках систем газопостачання найчастіше використовують нижчу теплоту згоряння, оскільки в більшості традиційних газовикористовуючих установок водяна пара з продуктів згоряння не конденсується повністю, а отже теплота її конденсації практично не використовується. Саме тому нижча теплота згоряння є зручним показником для визначення розрахункових витрат газу, теплової потужності обладнання та енергетичного балансу системи [3, 6].

$$Q_{pn} = \frac{\sum Q_{pni} r_i}{z} \quad (2.28)$$

де Q_{pni} – нижча теплота згоряння i -ого компонента газу;

z - коефіцієнт стисливості для суміші за стандартних умов.

Обчислюємо нижчу теплоту згоряння природного газу

$$Q_{pn} = 33.952 \cdot 0.956534 + 60.434 \cdot 0.025890 + 86.134 \cdot 0.007967 + 111.660 \cdot$$

					КРБ.НТІТ.1.51-03.2.2	Арк.
						39
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$0.001188 + 111.750 \cdot 0.001107 + 136.940 \cdot 0.000010 + 137.280 \cdot 0.000185 + 137.380 \cdot 0.000129 + 163.000 \cdot 0.000105 = 35.045 \text{ МДж/м}^3$$

$$Q_{pn} = 35.045 / 0.9999 = 35,049 \text{ МДж/м}^3.$$

2.7. Результати розрахунку годинних і річних витрат газу

Вихідні дані за кількістю жителів в селі Баннівка наведені в табл. 2.7.

Таблиця 2.7 - Початкові дані для розрахунку споживання газу абонентами сільського населеного пункту

Параметр	Значення параметра
Кількість жителів	1211
Кількість дворів	360
кількість домашніх тварин:	
корів	253
коней	30
Свиней	246
Асортимент газових приладів у житловому секторі (% від загальної кількості жителів):	
газова плита і централізоване гаряче водопостачання	35
газова плита і проточний газовий водопідігрівач	65
газова плита	0
Спосіб реалізації опалення житлового сектору (% від загальної кількості жителів):	
газові печі	35
індивідуальні опалювальні котли	65
Характеристика будівель за поверховістю (% від загальної кількості жителів):	
одно-двоповерхові	90
три-чотириповерхові	10
багатоповерхові	0
Характеристика будівель за терміном спорудження (% від загальної кількості жителів):	
споруджені до 1985 р.	70
одно-двоповерхові	90
три-чотириповерхові	10

Параметр	Значення параметра
споруджені після 1985 р.	30
одно-двоповерхові	90
три-чотириповерхові	10
Розрахункова температура повітря для проектування опалення $t_o, ^\circ\text{C}$	-18
Розрахункова температура повітря для проектування вентиляції $t_H, ^\circ\text{C}$	-8
Середня за опалювальний період температура зовнішнього повітря $t_{om}, ^\circ\text{C}$	2
Розрахункова температура повітря усередині житлових приміщень $t_{вн}, ^\circ\text{C}$	20
Тривалість опалювального періоду n_0 , діб	151

Згідно з даними таблиці 2.7 знаходимо, яка кількість жителів проживає у будинках, що побудовані до і після 1985 року:

у будинках, що збудовані до 1985 року проживає

$0,7 \cdot 1211 = 848$ жителів, із них проживає:

в одно-двоповерхових будинках

$0,9 \cdot 848 = 763$ жителі;

в три-чотириповерхових будинках $0,1 \cdot 848 = 85$ жителів;

у будинках, що збудовані після 1985 року проживає

$0,3 \cdot 1211 = 363$ жителі, із них проживає:

в одно-двоповерхових будинках $0,9 \cdot 363 = 327$ жителів;

в три-чотириповерхових будинках $0,1 \cdot 363 = 36$ жителів.

Використовуючи укрупнені показники, наведені в табл. 2.4, максимальний тепловий потік на опалення житлових і громадських будівель визначаємо за формулою (2.10) відповідно до вимог ДБН В.2.5-67:2013 та з урахуванням кліматичних параметрів за ДСТУ-Н Б В.1.1-27:2010 [11, 12].

- Група 1 (До 1985 р., 1-2 пов.): при $-15\text{ }^\circ\text{C} = 125$, при $-20\text{ }^\circ\text{C} = 143$.

Інтерполяція: $125 + 0,6 \cdot (143 - 125) = 135,8\text{ Вт/м}^2$

- Група 2 (До 1985 р., 3-4 пов.): при $-15\text{ }^\circ\text{C} = 98$, при $-20\text{ }^\circ\text{C} = 110$.

					КРБ.НТІТ.1.51-03.2.2	Арк.
						41
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Інтерполяція: $98 + 0,6 \cdot (110 - 98) = 105,2 \text{ Вт/м}^2$

- Група 3 (Після 1985 р., 1-2 пов.): при $-15^\circ\text{C} = 93$, при $-20^\circ\text{C} = 105$.

Інтерполяція: $93 + 0,6 \cdot (105 - 93) = 100,2 \text{ Вт/м}^2$

- Група 4 (Після 1985 р., 3-4 пов.): при $-15^\circ\text{C} = 78$, при $-20^\circ\text{C} = 84$.

Інтерполяція: $78 + 0,6 \cdot (84 - 78) = 81,6 \text{ Вт/м}^2$

$$Q_{o_{max}} = 1,25 \cdot 20 \cdot (135,8 \cdot 763 + 105,2 \cdot 85 + 100,2 \cdot 327 + 81,6 \cdot 36) = 3\,706\,266 \text{ Вт}$$

За формулою (2.11) знаходимо максимальну годинну витрату тепла на опалення житлових і громадських будівель

$$Q_{o_{max}}^T = 3600 \cdot 3\,706\,266 \cdot 10^{-6} = 13343 \text{ МДж/год.}$$

За формулою (2.12) обчислюємо максимальну годинну витрату газу на опалення житлових і громадських будівель. Для опалювальних печей приймаємо $\eta_0 = 0,6$, для індивідуальних котлів $\eta_0 = 0,8$

$$Q_{o_{max}}^G = \left(\frac{0,35}{0,6} + \frac{0,65}{0,8} \right) \frac{13343}{35,049} = 531,4$$

Середню годинну витрату газу на опалення житлових і громадських будівель знаходимо за формулою (2.13)

$$Q_{om}^G = 531,4 \frac{20 - 2}{20 - (-18)} = 251,7$$

Річну витрату газу на опалення житлових і громадських будівель визначаємо за формулою (2.14)

$$Q_{оріч}^G = 251,7 \cdot 24 \cdot 151 \cdot 10^{-3} = 912,2 \text{ тис. м}^3.$$

За формулою знаходимо максимальний тепловий потік на вентиляцію громадських будівель

$$Q = 0,25 \cdot 0,4 \cdot 20 \cdot (103605,9 + 8917) + 0,25 \cdot 0,6 \cdot 20 (32762,4 + 2964,5) = 332328 \text{ Вт.}$$

За формулою (2.14) визначаємо максимальну годинну витрату тепла на вентиляцію громадських будівель

$$Q_{o_{max}}^G = 3600 \cdot 332328 \cdot 10^{-6} = 1196 \text{ МДж/год.}$$

					КРБ.НТІТ.1.51-03.2.2	Арк.
						42
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

За формулою (2.15) знаходимо максимальну годинну витрату газу на вентиляцію громадських будівель за формулою

$$Q_{o_{max}}^{\Gamma} = \left(\frac{0.35}{0.6} + \frac{0.65}{0.8} \right) \frac{1196}{35,049} = 47,6$$

За формулою (2.16) обчислюємо середню годинну витрату газу на вентиляцію громадських будинків

$$Q_{o_m}^{\Gamma} = 47,6 \frac{20 - 0.5}{20 - (-10)} = 30,6$$

Річну витрату газу на вентиляцію громадських будівель визначаємо за формулою

$$Q^{\Gamma} = 30,6 \cdot 16 \cdot 151 \cdot 10^{-3} = 74,4 \text{ тис. м}^3.$$

Централізоване гаряче водопостачання у селі не передбачено, тому розрахунок витрат завершений. Одержані результати представляються у вигляді табл. 2.8.

Таблиця 2.8 - Результати розрахунку витрат газу споживачами села

Категорії споживачів газу	Максимальна годинна витрата газу, м ³ /год	Річна витрата газу, тис.м ³ /рік
Господарсько-побутові потреби населення	149.0	298.0
Витрати газу на опалення житлових і громадських будівель	531.4	912.2
Витрати газу на вентиляцію громадських будівель	47.6	74.0
Разом	728.0	1284.1

Висновки до розділу 2

1. В результаті проведеного розрахунку витрат газу для потреб сільського населеного пункту визначено максимальну годинну витрату газу, яка становить 728 м³/год.

2. Річне споживання газу населеним пунктом становить 1284,1 тис.м³/рік.

3. ГІДРАВЛІЧНИЙ РОЗРАХУНОК ГАЗОВИХ МЕРЕЖ НИЗЬКОГО ТИСКУ

Гідравлічний розрахунок виконується після визначення розрахункових витрат газу та вибору принципової схеми газопостачання, обґрунтованої в розділі 1. Основним завданням цього етапу є визначення внутрішніх діаметрів ділянок газопроводу, за яких забезпечується подача необхідної кількості газу споживачам у години максимального навантаження при дотриманні допустимих втрат тиску [3]. У цій роботі розглядається розподільна мережа низького тиску малого населеного пункту.

Розрахунок газопроводів низького тиску виконують за максимально-годинними витратами газу. Такі витрати враховують навантаження житлових будинків, громадських і комунально-побутових об'єктів, а також інших споживачів, підключених до мережі. Для мереж низького тиску характерним є поєднання рівномірно розподіленого навантаження, пов'язаного переважно з житловою забудовою, та зосереджених навантажень окремих споживачів [1, 6].

Розрахункова схема газопроводу складається на основі плану населеного пункту. На ній позначають вузли, номери ділянок, напрямки руху газу, довжини ділянок і місця приєднання споживачів. Для спрощення розрахунку трасу газопроводу подають у вигляді умовної схеми, однак розрахункові довжини ділянок приймають з урахуванням фактичного прокладання, поворотів і місцевих опорів [6].

Гідравлічний розрахунок дає змогу перевірити, чи буде забезпечено необхідний тиск газу у найбільш віддалених і несприятливо розташованих точках мережі. Відповідно до ДБН В.2.5-20:2018, для газопроводів низького тиску сумарні розрахункові втрати тиску від джерела газопостачання до найбільш віддаленого газового приладу приймають не більше 1800 Па. Із них для розподільних газопроводів допускається втрата тиску на 1200 Па [3].

					КРБ.НТІТ.1.51-03.2.2	Арк.
						44
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

У практиці проектування застосовують графоаналітичний та аналітичний методи гідравлічного розрахунку. Графоаналітичний метод базується на використанні номограм і розрахункових графіків. Аналітичний метод передбачає застосування розрахункових залежностей для визначення втрат тиску на окремих ділянках мережі та є зручним для комп'ютерної реалізації. Згідно з ДБН В.2.5-20:2018, гідравлічний розрахунок доцільно виконувати з оптимальним розподілом розрахункових втрат тиску між ділянками мережі [3].

У подальших розрахунках використовується аналітичний підхід, який дозволяє послідовно визначити витрати газу на ділянках, підібрати діаметри газопроводів і перевірити відповідність втрат тиску нормативно допустимому значенню.

Початкові дані для аналітичного розрахунку:

- схема проєктованої газової мережі населеного пункту (рис.3.1);
- довжини розрахункових ділянок газопроводу;
- розрахункові витрати газу на відповідних ділянках мережі;
- допустима втрата тиску в розподільній мережі низького тиску $\Delta P_{don} = 1200 \text{ Па}$;
- фізичні властивості газу: густина ρ_n і кінематична в'язкість ν_n за нормальних умов;
- середня температура газу в газовій мережі T ;
- абсолютна еквівалентна шорсткість внутрішньої поверхні труб k_e .

Метою розрахунку є вибір таких діаметрів окремих ділянок газової мережі, за яких забезпечується максимально повне використання допустимого перепаду тиску, а баланс витрат у вузлах і баланс втрат тиску в кільцях мережі виконуються з установленою точністю.

За результатами опрацювання картографічного матеріалу в структурі газової мережі було виділено 12 замкнених контурів. На рис. 3.2 наведено розрахунковий план газової мережі низького тиску із зазначенням довжин окремих ділянок, тупикових відгалужень, позначених лініями зі стрілками, а також нумерації контурів і вузлових точок.

					КРБ.НТІТ.1.51-03.2.2	Арк.
						45
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		



Рисунок 3.1 – План газової мережі в селі Баннівка в масштабі 1:5000 з прив'язкою до карти населеного пункту

					КРБ.НТІТ.1.51-03.2.2	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		46

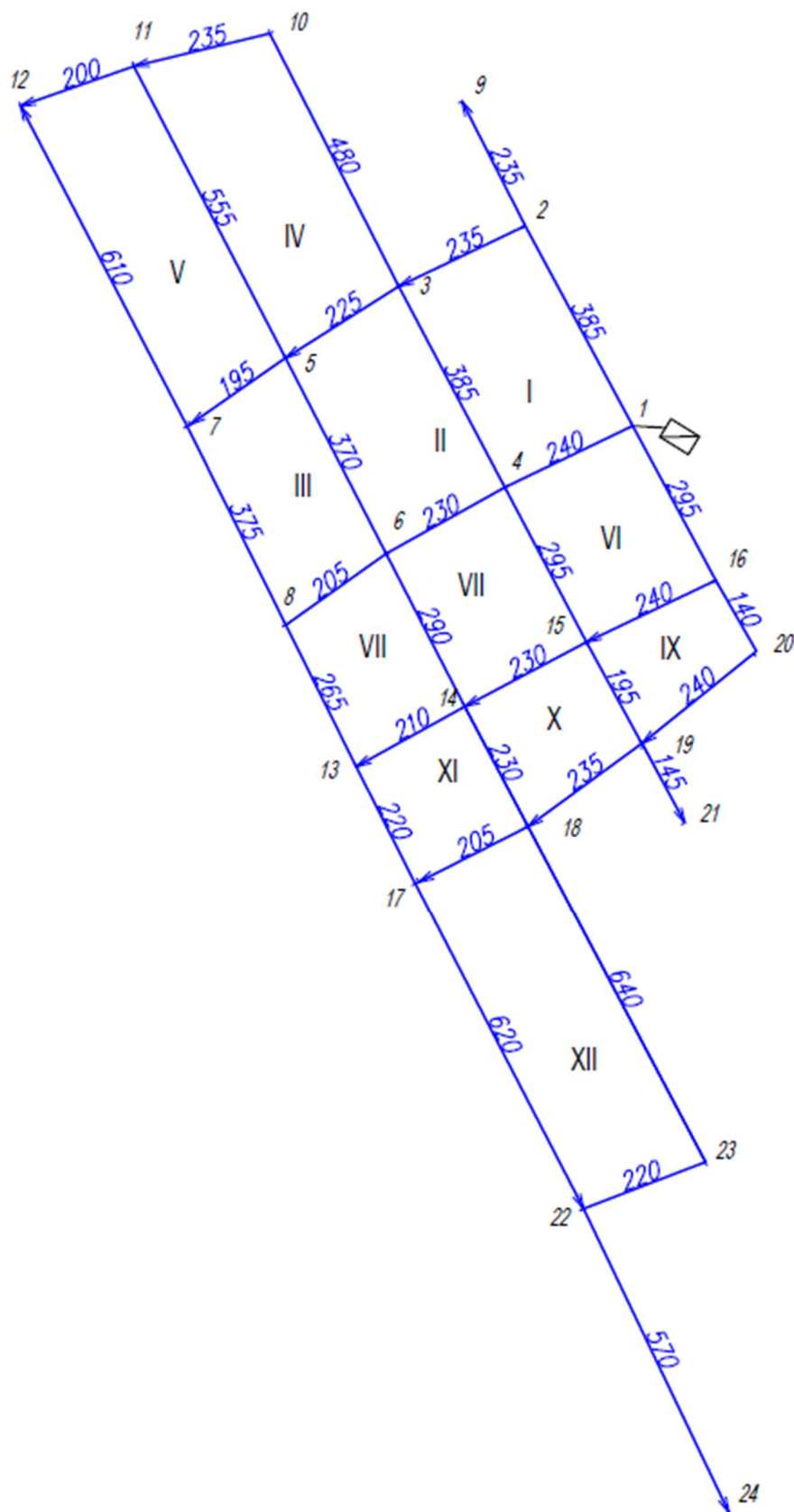


Рис. 3.2 – План газової мережі низького тиску з контурами та відповідними тупиковими ділянками

					КРБ.НТІТ.1.51-03.2.2	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		47

Кількість ділянок, що входять до кожного контуру, подано в табл. 3.1. Три ділянки, а саме, 2-9 і 19-21 та 22-24 розглядаються як розгалужені, решта утворюють кільцеву мережу.

Таблиця 3.1 – Кількість ділянок в кожному контурі

Номер контуру	Число ділянок
№ I.	4
№ II.	4
№ III.	4
№ IV.	4
№ V.	4
№ VI.	4
№ VII.	4
№ VIII.	4
№ IX.	4
№ X.	4
№ XI.	4
№ XII.	4

3.1. Алгоритм проектного розрахунку кільцевої газової мережі низького тиску

На початковому етапі проектування газової мережі низького тиску формують перелік стандартних діаметрів труб, які можуть бути використані в розрахунку. Після цього задають повний набір вихідних параметрів: фізичні властивості природного газу, його температуру, абсолютну еквівалентну шорсткість внутрішньої поверхні труб, допустиму похибку обчислень, граничну швидкість руху газу та нормативно допустимі втрати тиску в мережі [3, 6, 8, 9].

Кількість контурів у газовій мережі позначають n_k . Номер окремого контуру задають індексом k ($k = 1, \dots, n_k$), а номер ділянки в межах цього контуру – індексом i ($i = 1, \dots, n_{dk}$). Таким чином, кожна ділянка отримує подвійний індекс:

перший індекс відповідає номеру контуру, другий – номеру ділянки в цьому контурі. Для опису взаємного розташування контурів додатково вводять індекс j , який показує номер суміжного контуру, з яким межує i -та ділянка k -го контуру. Якщо ділянка не є спільною для двох контурів, приймають $j = 0$.

Далі задають масиви вихідних даних, що містять витрати газу та довжини всіх розрахункових ділянок мережі.

У формулах цього алгоритму витрати газу Q подають у $\text{м}^3/\text{год}$ за нормальних умов (0°C і $0,10132\text{ МПа}$), довжини ділянок – у м , втрати тиску – у Па , гідравлічні ухили – у $\text{Па}/\text{м}$, швидкість руху газу – у $\text{м}/\text{с}$. Діаметри, що входять до розрахункових формул ДБН, подають у см , а під час вибору труб за сортаментом – у мм .

Абсолютний тиск газу, що подається споживачам, визначають за формулою

$$P_k = P_{\Pi} - \Delta P_{\text{доп}} \quad (3.1)$$

де P_k – абсолютний тиск газу в кінцевій точці розрахункового напрямку, Па ; P_{Π} – абсолютний тиск газу на початку газової мережі, Па ;

$\Delta P_{\text{доп}}$ – заданий допустимий перепад тиску в мережі, Па . Для підстановки у формули (3.5) і (3.9) середній абсолютний тиск переводять у МПа .

Середнє значення тиску газу в мережі визначають за залежністю

$$P_{\text{ср}} = 0,5(P_{\Pi} + P_k) \quad (3.2)$$

де $P_{\text{ср}}$ – середній абсолютний тиск газу в мережі, Па ; P_{Π} і P_k – відповідно абсолютний тиск на початку та в кінці розрахункового напрямку, Па . У формулах попереднього підбору діаметра (3.5), (3.9) $P_{\text{ср}}$ підставляють у МПа .

Для визначення середньої швидкості руху газу за заданих умов газопостачання застосовують метод послідовних наближень. На першому кроці обчислюють середній гідравлічний ухил у газовій мережі.

$$I_{\text{ср}} = \frac{\Delta P_{\text{доп}}}{1,1 \cdot L_0} \quad (3.3)$$

де I_{cp} – середній допустимий гідравлічний ухил у мережі, Па/м; $\Delta P_{доп}$ – допустимий перепад тиску, Па; L_0 – довжина найбільш протяжного основного напрямку руху газу в мережі, м; 1,1 – коефіцієнт, що враховує збільшення розрахункової довжини.

Після цього задають початкове максимальне значення швидкості руху газу на ділянках мережі низького тиску

$$w = w_{max} \quad (3.4)$$

де w – прийнята розрахункова швидкість руху газу, м/с; w_{max} – максимально допустима швидкість руху газу для газопроводів низького тиску, м/с.

За формулою, рекомендованою ДБН В.2.5-20, визначають внутрішній діаметр характерної ділянки мережі, для якої прийнято усереднене значення витрати газу Q_{cp} ,

$$d = 0.036238 \sqrt{\frac{Q_{cp} T}{P_{cp} w}} \quad (3.5)$$

де d – попередній внутрішній діаметр характерної ділянки газопроводу, см; Q_{cp} – усереднена розрахункова витрата газу, м³/год, приведена до 0 °С і 0,10132 МПа; T – абсолютна температура газу, К ($T = 273 + t$); P_{cp} – середній абсолютний тиск газу на ділянці, МПа; w – прийнята швидкість руху газу, м/с.

Гідравлічний ухил на характерній ділянці при заданій швидкості руху газу w обчислюють за формулою

$$I_p = 75,9 \left(\frac{k_e}{d} + 1922 \frac{v_H d}{Q_{cp}} \right)^{0.25} \frac{Q_{cp}^2 \rho_H}{d^5} \quad (3.6)$$

де I_p – розрахунковий гідравлічний ухил на характерній ділянці, Па/м; k_e – абсолютна еквівалентна шорсткість внутрішньої поверхні труби, см; d – внутрішній діаметр газопроводу, см; Q_{cp} – усереднена розрахункова витрата газу, м³/год; v_H – кінематична в'язкість газу за нормальних умов, м²/с; ρ_H – густина газу за нормальних умов, кг/м³.

					КРБ.НТІТ.1.51-03.2.2	Арк.
						50
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Далі порівнюють розрахований гідравлічний ухил I_p із середнім допустимим значенням I_{cp} . Якщо різниця між ними перевищує встановлену точність розрахунку, тобто виконується умова

$$|I_p - I_{cp}| > \varepsilon \quad (3.7)$$

де I_p та I_{cp} – відповідно розрахунковий і середній допустимий гідравлічні ухили, Па/м; ε – задана допустима похибка порівняння гідравлічних ухилів, Па/м. швидкість руху газу зменшують за залежністю

$$w = w - \Delta w \quad (3.8)$$

де Δw – крок зміни швидкості руху газу на ділянці, м/с; w – швидкість руху газу після чергового уточнення, м/с.

У результаті послідовних наближень одержують розрахункове значення середньої швидкості руху газу, яке надалі використовують під час підбору діаметрів ділянок мережі.

Для реалізації наведеного алгоритму в програмному розрахунку застосовують циклічні операції, оскільки однакові обчислення послідовно виконуються для кожної ділянки газової мережі.

У межах перших двох вкладених циклів – зовнішнього за індексом k та внутрішнього за індексом i – виконують такі операції.

Для кожної ділянки газової мережі визначають необхідний внутрішній діаметр труби за формулою

$$D_{k,i} = 0.036238 \sqrt{\frac{Q_{k,i} T}{P_{cp} w}} \quad (3.9)$$

де $D_{k,i}$ – попередній внутрішній діаметр i -ї ділянки k -го контуру, см; $Q_{k,i}$ – розрахункова витрата газу на цій ділянці, м³/год, приведена до 0 °С і 0,10132 МПа; T – абсолютна температура газу, К; P_{cp} – середній абсолютний тиск газу, МПа; w – прийнята швидкість руху газу, м/с. Після округлення стандартний діаметр у специфікації труб зазвичай подають у мм.

Отримане розрахункове значення діаметра округлюють до найближчого більшого стандартного діаметра з прийнятого сортаменту труб.

					КРБ.НТІТ.1.51-03.2.2	Арк.
						51
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

У наступних двох вкладених циклах виконують уточнювальні розрахунки. Для кожної ділянки мережі визначають число Рейнольдса за формулою

$$Re_{k,i} = 0,0354 \cdot Q_{k,i} / (D_{k,i} \cdot \nu_H) \quad (3.10)$$

де $Re_{k,i}$ – число Рейнольдса для i -ї ділянки k -го контуру, безрозмірна величина; $Q_{k,i}$ – розрахункова витрата газу, м³/год; $D_{k,i}$ – внутрішній діаметр газопроводу, см; ν_H – кінематична в'язкість газу за нормальних умов, м²/с.

Залежно від режиму руху газу, який оцінюють за значенням числа Рейнольдса, для кожної ділянки вибирають відповідну залежність для розрахунку втрат тиску від тертя:

для $Re_{k,i} < 2000$

$$\Delta P_{k,i} = 1.245 \cdot 10^6 \frac{Q_{k,i} \nu_H \rho_H l_{k,i}}{D_{k,i}^4} \quad (3.11)$$

для $2000 < Re_{k,i} < 4000$

$$\Delta P_{k,i} = 0.568 \frac{Q_{k,i}^{2.333} \rho_H l_{k,i}}{D_{k,i}^{5.333} \nu_H^{0.333}} \quad (3.12)$$

для турбулентного режиму $Re_{k,i} > 4000$

$$\Delta P_{k,i} = 75,9 \left(\frac{k_e}{D_{k,i}} + 1922 \frac{\nu_H D_{k,i}}{Q_{k,i}} \right)^{0.25} \frac{Q_{k,i}^2 \rho_H l_{k,i}}{D_{k,i}^5} \quad (3.13)$$

У формулах (3.11)–(3.13): $\Delta P_{k,i}$ – втрата тиску на i -й ділянці k -го контуру, Па; $Q_{k,i}$ – розрахункова витрата газу, м³/год; ν_H – кінематична в'язкість газу за нормальних умов, м²/с; ρ_H – густина газу за нормальних умов, кг/м³; $l_{k,i}$ – розрахункова довжина ділянки, м; $D_{k,i}$ – внутрішній діаметр газопроводу, см; k_e – абсолютна еквівалентна шорсткість внутрішньої поверхні труби, см.

Додаткові втрати тиску в місцевих опорах ураховують за допомогою числових коефіцієнтів, що входять до залежностей (3.11)–(3.13). Ці коефіцієнти використовують під час подальшої гідравлічної ув'язки ділянок і контурів газової мережі.

Під час гідравлічної ув'язки контурів для кожної ділянки враховують витрату газу $Q_{k,i}$ та втрати тиску від тертя $\Delta P_{k,i}$. Якщо прийнятий напрямок руху

					КРБ.НТІТ.1.51-03.2.2	Арк.
						52
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

газу збігається з напрямком обходу контуру за годинниковою стрілкою, відповідним величинам надають додатний знак «+». Якщо рух газу відбувається у протилежному напрямку, використовують від'ємний знак «-».

Після цього виконують гідравлічну ув'язку контурів. Для кожного контуру визначають суму втрат тиску як за абсолютною величиною, так і з урахуванням прийнятих знаків.

$$S_k = \sum_{i=1}^{i=n_{\text{ді}}} \Delta P_{k,i} \quad (3.14)$$

$$S_{ka} = \sum_{i=1}^{i=n_{\text{ді}}} |\Delta P_{k,i}| \quad (3.15)$$

де S_k – алгебраїчна сума втрат тиску в k -му контурі, Па; S_{ka} – сума втрат тиску за абсолютними величинами в k -му контурі, Па; $\Delta P_{k,i}$ – втрата тиску на i -й ділянці k -го контуру, Па; n_{dk} – кількість ділянок у k -му контурі, шт.

Для кожного контуру газової мережі обчислюють похибку Δ_k , яка характеризує ступінь виконання другого закону Кірхгофа.

$$\Delta_k = \left| \frac{S_k}{0.5 S_{ka}} 100\% \right| \quad (3.16)$$

де Δ_k – відносна нев'язка втрат тиску в k -му контурі, %; S_k – алгебраїчна сума втрат тиску, Па; S_{ka} – сума втрат тиску за абсолютними величинами, Па.

Похибка Δ_k показує, наскільки сума втрат тиску в замкненому контурі відрізняється від нуля. Відповідно до другого закону Кірхгофа, алгебраїчна сума втрат тиску в усіх ділянках замкненого контуру повинна дорівнювати нулю. Якщо значення похибки перевищує задану точність розрахунку k , виконують гідравлічну ув'язку мережі шляхом введення поправочних витрат газу. Для цього на кожній ділянці визначають відношення втрат тиску до витрати газу, після чого ці відношення підсумовують у межах кожного контуру.

Отже, процедура ув'язки передбачає обчислення для кожної ділянки співвідношення між втратами тиску та витратою газу. Отримані значення підсумовують для відповідного контуру, що дає сумарний параметр, необхідний для визначення поправочної витрати.

$$S_{kv} = \sum_{i=1}^{i=n_{di}} \frac{\Delta P_{k,i}}{Q_{k,i}} \quad (3.17)$$

де S_{kv} – сумарне відношення втрат тиску до витрат газу в k -му контурі, Па·год/м³; $\Delta P_{k,i}/Q_{k,i}$ – відношення втрати тиску до витрати газу на i -й ділянці, Па·год/м³; $Q_{k,i}$ – витрата газу на ділянці, м³/год.

Для кожного контуру визначають поправочну витрату газу, яка враховує розбіжність безпосередньо в цьому контурі,

$$\Delta Q'_k = -\frac{S_k}{1.75 S_{kv}} \quad (3.18)$$

де $\Delta Q'_k$ – поправочна витрата газу, що враховує нев'язку безпосередньо в k -му контурі, м³/год; S_k – алгебраїчна сума втрат тиску в контурі, Па; S_{kv} – сумарне відношення втрат тиску до витрат газу в контурі, Па·год/м³; 1,75 – числовий коефіцієнт для газових мереж низького тиску, що працюють у зоні гідравлічно гладких труб при турбулентному режимі руху газу.

Далі визначають поправочну витрату, що враховує вплив розбіжностей у суміжних контурах,

$$\Delta Q''_k = \frac{\sum \Delta Q'_{с.к.} \sum \left(\frac{\Delta P}{Q} \right)_{д.с.к.}}{S_{kv}} \quad (3.19)$$

де $\Delta Q''_k$ – поправочна витрата газу, що враховує вплив суміжних контурів, м³/год; $\Delta Q'_{с.к.}$ – поправочні витрати газу для контурів, суміжних із розрахунковим, м³/год; $(\Delta P/Q)_{д.с.к.}$ – відношення втрат тиску до витрати газу для ділянок, спільних для даного та сусідніх контурів, Па·год/м³; S_{kv} – сумарне відношення втрат тиску до витрат у розрахунковому контурі, Па·год/м³.

Загальні поправочні витрати газу для всіх контурів мережі обчислюють за формулою

					КРБ.НТІТ.1.51-03.2.2	Арк.
						54
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$\Delta Q_k = \Delta Q'_k + \Delta Q''_k \quad (3.20)$$

де ΔQ_k – загальна поправочна витрата газу для k-го контуру, м³/год; $\Delta Q'_k$ – поправка за нев'язкою цього контуру, м³/год; $\Delta Q''_k$ – поправка з урахуванням впливу суміжних контурів, м³/год.

Для кожної ділянки газової мережі визначають уточнену витрату газу за формулою

$$Q_{y_{k,i}} = Q_{k,i} + \Delta Q_k - \Delta Q_j \quad (3.21)$$

де $Q_{y_{k,i}}$ – уточнена витрата газу на i-й ділянці k-го контуру, м³/год; $Q_{k,i}$ – попередньо прийнята витрата газу на цій ділянці, м³/год; ΔQ_k – поправочна витрата для розрахункового контуру, м³/год; ΔQ_j – поправочна витрата для суміжного контуру, м³/год. Для ділянок, що не межують з іншим контуром, приймають $\Delta Q_j = 0$.

Після визначення початкових витрат газу їх підставляють у формулу (3.9) і повторюють розрахунковий цикл. Ітерації виконують доти, доки похибка Кірхгофа Δ_k для кожного контуру не стане меншою або рівною заданій точності розрахунку k.

Результатами розрахунку для кожного контуру кільцевої газової мережі низького тиску є довжини розрахункових ділянок, прийняті внутрішні діаметри труб, уточнені витрати газу та втрати тиску на кожній ділянці.

Одним із важливих вихідних параметрів проєктного гідравлічного розрахунку кільцевої газової мережі низького тиску є витрата газу на характерній ділянці $Q_{ср}$. Це значення використовують для визначення середньої швидкості руху газу в елементах мережі.

Для кожної ділянки газової мережі визначають шляхову $Q_{ш}$, транзитну $Q_{т}$ і розрахункову Q_p витрати газу за формулою

$$Q_p = Q_{т} + 0.5Q_{ш} \quad (3.22)$$

де Q_p – розрахункова витрата газу на ділянці, м³/год; $Q_{т}$ – транзитна витрата газу, м³/год; $Q_{ш}$ – шляхова витрата газу на ділянці, м³/год.

Розрахунок виконують окремо для кожної ділянки газової мережі.

					КРБ.НТІТ.1.51-03.2.2	Арк.
						55
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

3.2. Результати розрахунків газової мережі населеного пункту

За алгоритмом наведеним в розділі 3.1 представлені результати розрахунків газової мережі у табл. 3.2.

Таблиця 3.2 - Результати розрахунку витрат газу для ділянок кільцевої газової мережі низького тиску

Ділянка	Довжина l, м	Питома шляхова витрата газу q , $\text{м}^3/(\text{год} \cdot \text{м})$	Витрата газу, $\text{м}^3/\text{год}$		
			шляхова $Q_{\text{ш}}$	транзитна $Q_{\text{т}}$	розрахункова $Q_{\text{р}}$
1-2	385	0.068	26.3	32.1	45.3
2-3	235	0.068	16.1	0.0	8.0
3-4	385	0.068	26.3	64.3	77.4
1-4	240	0.068	16.4	590.5	598.7
3-5	225	0.068	15.4	0.0	7.7
5-6	370	0.068	25.3	65.0	77.6
4-6	230	0.068	15.7	409.0	416.8
5-7	195	0.068	13.3	0.0	6.7
7-8	375	0.068	25.6	41.7	54.5
3-10	480	0.068	32.8	16.1	32.5
10-11	235	0.068	16.1	0.0	8.0
5-11	555	0.068	38.0	13.7	32.7
7-12	610	0.068	41.7	0.0	20.9
11-12	200	0.068	13.7	0.0	6.8
1-16	295	0.068	20.2	42.4	52.5
4-15	295	0.068	20.2	55.1	65.1
15-16	240	0.068	16.4	0.0	8.2
6-14	290	0.068	19.8	141.9	151.8
14-15	230	0.068	15.7	0.0	7.9
6-8	205	0.068	14.0	142.9	149.9

Ділянка	Довжина l, м	Питома шляхова витрата газу q, м ³ /(год·м)	Витрата газу, м ³ /год		
			шляхова Q _ш	транзитна Q _т	розрахункова Q _р
8-13	265	0.068	18.1	57.4	66.5
13-14	210	0.068	14.4	0.0	7.2
16-20	140	0.068	9.6	16.4	21.2
15-19	195	0.068	13.3	26.0	32.7
19-20	240	0.068	16.4	0.0	8.2
14-18	230	0.068	15.7	111.8	119.7
18-19	235	0.068	16.1	0.0	8.0
13-17	220	0.068	15.0	42.4	49.9
17-18	205	0.068	14.0	0.0	7.0
18-23	640	0.068	43.8	54.0	75.9
22-23	220	0.068	15.0	39.0	46.5
17-22	620	0.068	42.4	0.0	21.2

У табл. 3.3 наведені вихідні дані для ділянок контурів кільцевої газової мережі низького тиску. Число контурів кільцевої газової мережі складає 12.

Таблиця 3.3 – Вихідні дані ділянок газових мереж

Контур	Ділянка	Витрата газу, м ³ /год	Довжина, м	Номер сусіднього кільця
Контур 1	1-2	-45.3	385	
Контур 1	2-3	-8.0	235	
Контур 1	3-4	77.4	385	2
Контур 1	1-4	598.7	240	6
Контур 2	3-4	-77.4	385	1
Контур 2	3-5	-7.7	225	4
Контур 2	5-6	77.6	370	3
Контур 2	4-6	416.8	230	7

Контур	Ділянка	Витрата газу, м³/год	Довжина, м	Номер сусіднього кі- льця
Контур 3	5-6	-77.6	370	2
Контур 3	5-7	-6.7	195	5
Контур 3	7-8	54.5	375	
Контур 3	6-8	149.9	205	8
Контур 4	3-10	-32.5	480	
Контур 4	10-11	-8.0	235	
Контур 4	5-11	32.7	555	5
Контур 4	3-5	7.7	225	2
Контур 5	5-11	-32.7	555	4
Контур 5	11-12	-6.8	200	
Контур 5	7-12	20.9	610	
Контур 5	5-7	6.7	195	3
Контур 6	1-4	-598.7	240	1
Контур 6	4-15	-65.1	295	7
Контур 6	15-16	8.2	240	9
Контур 6	1-16	52.5	295	
Контур 7	4-6	-416.8	230	2
Контур 7	6-14	-151.8	290	8
Контур 7	14-15	7.9	230	10
Контур 7	4-15	65.1	295	6
Контур 8	6-8	-149.9	205	3
Контур 8	8-13	-66.5	265	
Контур 8	13-14	7.2	210	11
Контур 8	6-14	151.8	290	7
Контур 9	15-16	-8.2	240	6
Контур 9	15-19	-32.7	195	10
Контур 9	19-20	8.2	240	

					КРБ.НТІТ.1.51-03.2.2	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		58

Контур	Ділянка	Витрата газу, м³/год	Довжина, м	Номер сусіднього кі- льця
Контур 9	16-20	21.2	140	
Контур 10	14-15	-7.9	230	7
Контур 10	14-18	-119.7	230	11
Контур 10	18-19	8.0	235	
Контур 10	15-19	32.7	195	9
Контур 11	13-14	-7.2	210	8
Контур 11	13-17	-49.9	220	
Контур 11	17-18	7.0	205	12
Контур 11	14-18	119.7	230	10
Контур 12	17-18	-7.0	205	11
Контур 12	17-22	-21.2	620	
Контур 12	22-23	46.5	220	
Контур 12	18-23	75.9	640	

Після проведення варіантних розрахунків для кільцевої мережі, ми переходимо до етапу відбору оптимальних рішень. З усіх можливих варіантів обираються ті, що відповідають технологічним вимогам. Ключовим критерієм тут є те, що тиск у кінцевих та тупикових точках магістралі не повинен опускатися нижче 1800 Па. Це обмеження є критично важливим для забезпечення стабільного та достатнього газопостачання до всіх споживачів, запобігаючи можливим перебоям та зниженню ефективності системи. Вибір такого варіанта гарантує надійність функціонування газової мережі

Результати проектного розрахунку кільцевої газової мережі низького тиску наведені в табл. 3.4. Отримані діаметри труб по кожній ділянці наведені на рис. 3.3. Зміни тиску по тракту наведені на рис. 3.4.

					КРБ.НТІТ.1.51-03.2.2	Арк.
						59
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 3.4 – Результати розрахунку ділянок газової мережі

Контур	Ділянка	Довжина ділянки, м	Уточнена витрата газу, м³/год	Діаметр ділянки, мм	Втрати тиску, Па
Контур 1	1-2	385	-41.4	110х6,3	-122
Контур 1	2-3	235	-5.6	50х2,9	-84
Контур 1	3-4	385	71.9	125х7,1	174
Контур 1	1-4	240	613.2	355х20,1	32
Контур 2	3-4	385	-71.9	125х7,1	-174
Контур 2	3-5	225	-4.0	50х2,9	-37
Контур 2	5-6	370	75.8	125х7,1	183
Контур 2	4-6	230	416.3	315х17,9	28
Контур 3	5-6	370	-75.8	125х7,1	-183
Контур 3	5-7	195	-2.9	40х3,7	-76
Контур 3	7-8	375	55.9	110х6,3	201
Контур 3	6-8	205	148.8	180х10,3	59
Контур 4	3-10	480	-29.9	90х5,2	-224
Контур 4	10-11	235	-6.4	50х2,9	-116
Контур 4	5-11	555	32.7	90х5,2	303
Контур 4	3-5	225	4.0	50х2,9	37
Контур 5	5-11	555	-32.7	90х5,2	-303
Контур 5	11-12	200	-6.6	50х2,9	-106
Контур 5	7-12	610	20.0	75х4,3	333
Контур 5	5-7	195	2.9	40х3,7	76
Контур 6	1-4	240	-613.2	355х20,1	-32
Контур 6	4-15	295	-87.2	140х8	-109
Контур 6	15-16	240	4.1	50х2,9	41
Контур 6	1-16	295	43.1	110х6,3	100
Контур 7	4-6	230	-416.3	315х17,9	-28
Контур 7	6-14	290	-155.7	180х10,3	-90

Контур	Ділянка	Довжина ділянки, м	Уточнена витрата газу, м³/год	Діаметр ділянки, мм	Втрати тиску, Па
Контур 7	14-15	230	1.1	50x2,9	9
Контур 7	4-15	295	87.2	140x8	109
Контур 8	6-8	205	-148.8	180x10,3	-59
Контур 8	8-13	265	-65.1	125x7,1	-100
Контур 8	13-14	210	5.4	50x2,9	69
Контур 8	6-14	290	155.719	180x10,3	89.9
Контур 9	15-16	240	-4.0972	50x2,9	-41
Контур 9	15-19	195	-58.6	125x7,1	-61
Контур 9	19-20	240	4.3	50x2,9	47
Контур 9	16-20	140	16.8	75x4,3	56
Контур 10	14-15	230	-1.1	50x2,9	-9
Контур 10	14-18	230	-119.9	160x9,1	-79
Контур 10	18-19	235	3.3	50x2,9	26
Контур 10	15-19	195	58.6	125x7,1	61
Контур 11	13-14	210	-5.39519	50x2,9	-69
Контур 11	13-17	220	-47.6214	110x6,3	-89
Контур 11	17-18	205	5.8	50x2,9	79
Контур 11	14-18	230	119.9	160x9,1	79
Контур 12	17-18	205	-5.8	50x2,9	-79
Контур 12	17-22	620	-19.0	75x4,3	-310
Контур 12	22-23	220	46.0	110x6,3	84
Контур 12	18-23	640	74.3247	125x7,1	306

Відповідно до прийнятого плану проєктованої мережі, у її структурі наявні ділянки, що належать до розгалуженої частини газорозподільної системи. Розрахунок таких відгалужень є важливим етапом проєктування, оскільки дає змогу визначити необхідні діаметри ділянок і відповідні втрати тиску на кожному напрямку руху газу. Це забезпечує надійне та безпечне транспортування газу до

					КРБ.НТІТ.1.51-03.2.2	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		61

кінцевих споживачів, підтримання достатнього тиску в усіх вузлових точках мережі та запобігання надмірним втратам тиску, які можуть погіршити стабільність газопостачання.

Результати розрахунку гілок розгалуженої газової мережі наведено в табл. 3.5. За підсумками виконаних розрахунків визначено надлишковий тиск у кінцевих точках відгалужень, що дало змогу оцінити відповідність прийнятих діаметрів нормативним вимогам і перевірити працездатність мережі в розрахунковому режимі.

Таблиця 3.5 – Результати розрахунку гілок розгалуженої газової мережі

Ділянка	Довжина ділянки, м	Витрата газу, м³/год	Діаметр ділянки, мм	Надлишковий тиск на початку, Па	Перепад тиску газу, Па	Надлишковий тиск у кінці, Па
22-24	570	37.5	90x5,2	2382	404	1978
2-9	235	15.5	50x2,9	2878	582	2296
19-21	145	9.9	40x3,7	2878	698	2180

Висновки до розділу 3

За результатами гідравлічного розрахунку мінімальне значення надлишкового тиску становить 1978 Па і спостерігається у точці 24. Це значення перевищує мінімально допустимий тиск 1800 Па, що підтверджує відповідність проєктованої газової мережі нормативним вимогам за тиском. Отже, прийнята схема та підібрані діаметри газопроводів забезпечують стабільне газопостачання існуючих розрахункових споживачів у режимі максимального навантаження.

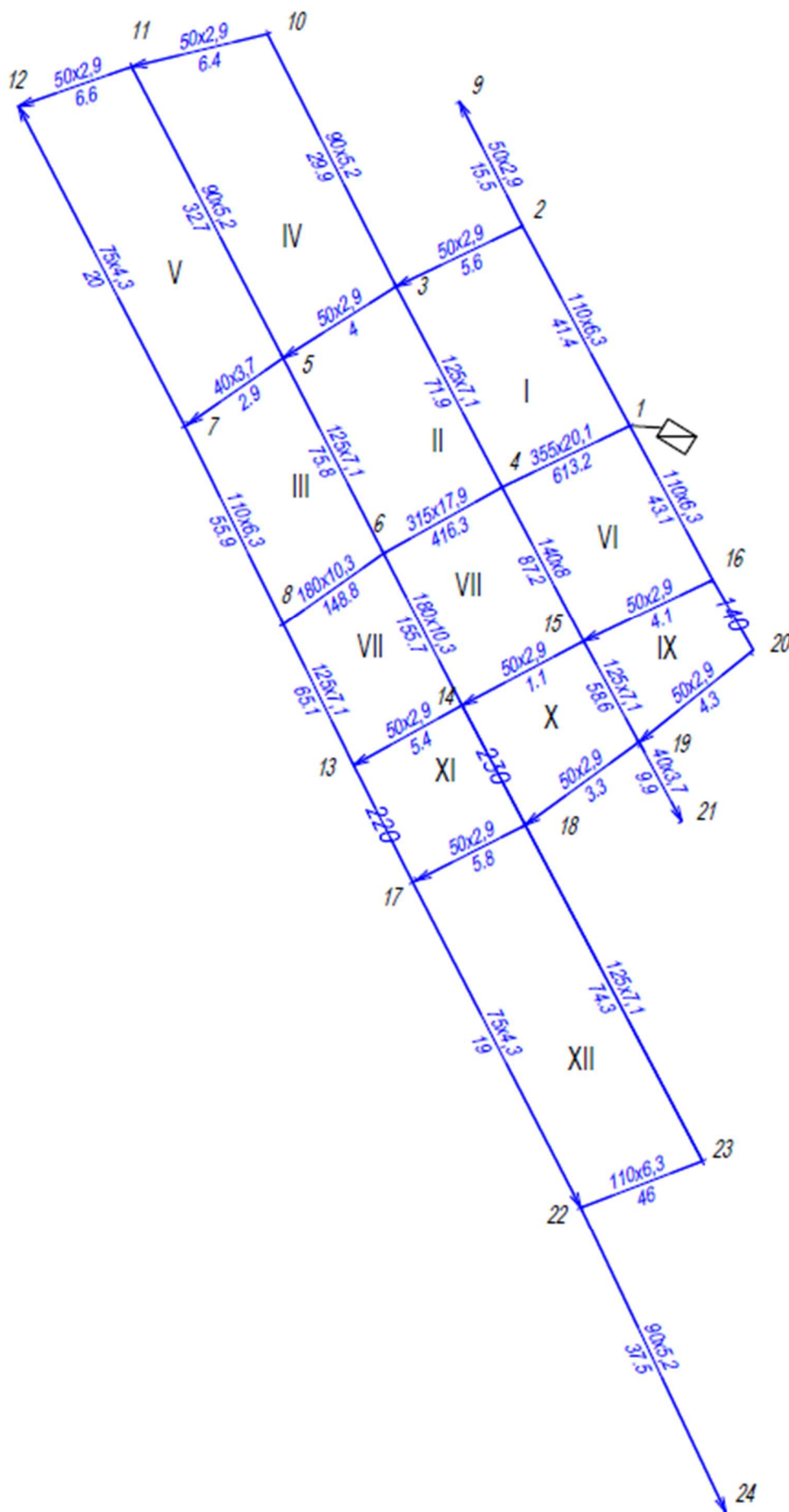


Рисунок 3.3 – Розміри (діаметр х товщина) труб на ділянках газової мережі

					КРБ.НТІТ.1.51-03.2.2		Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			63

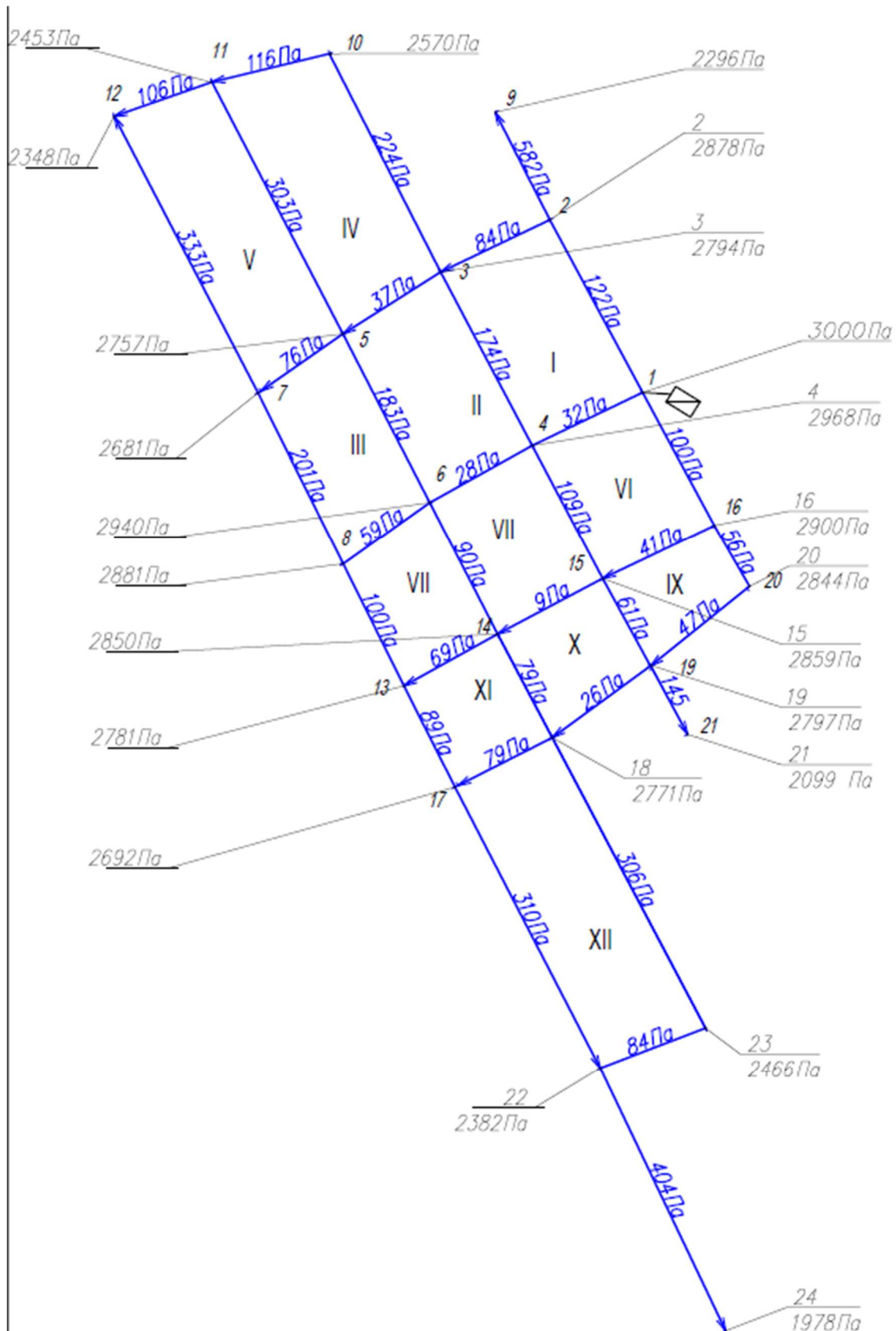


Рисунок 3.4 – Розподіл тиску в мережі та втрати тиску на ділянках

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

КРБ.НТІТ.1.51-03.2.2

Арк.

64

4. ОБЛАДНАННЯ ГРП

За результатами розрахунку газоспоживання максимальна годинна витрата газу для населеного пункту становить 728 м³/год, а річне споживання - 1284,1 тис. м³/рік. Підбір газорегуляторного обладнання виконують за максимальною годинною витратою, оскільки саме вона визначає необхідну пропускну здатність регулятора тиску та газорегуляторного пункту [3].

Відповідно до вимог ДБН В.2.5-20:2018, пропускну здатність регуляторів тиску ГРП та ГРУ слід приймати за максимальною розрахунковою витратою газу споживачами і фактичним тиском газу на вході в ГРП. При цьому пропускну здатність регулятора доцільно приймати на 15-20 % більшою за максимальну розрахункову витрату [3]. Для заданого навантаження 728 м³/год мінімально рекомендована продуктивність регулятора становить приблизно 837-874 м³/год.

Для заданої витрати найбільш доцільним є застосування регулятора тиску РДНК-1000. Його пропускну здатність становить до 900 м³/год, що перевищує розрахункову максимальну годинну витрату газу [3, 16].

Для проєктованої системи газопостачання попередньо приймається шафовий газорегуляторний пункт ГРПШ-07-2У1 на базі регулятора РДНК-1000. Пункт призначений для зниження середнього або високого вхідного тиску газу до низького та автоматичного підтримання вихідного тиску в заданому діапазоні. Для мережі низького тиску вихідний тиск має відповідати нормативним обмеженням і паспортним параметрам газовикористовуючого обладнання [3, 16].

Конструктивно доцільно передбачати виконання з основною та резервною лініями редукування. За такої схеми одна лінія працює в нормальному режимі, а друга забезпечує можливість подавання газу під час технічного обслуговування, ремонту або відмови основної лінії. Наявність резервної лінії підвищує надійність газопостачання і зменшує ризик припинення подачі газу споживачам [3, 16].

					КРБ.НТІТ.1.51-03.2.2	Арк.
						65
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 4.1 - Попередня перевірка прийнятого регулятора тиску

Показник	Позначення	Значення
Максимальна годинна витрата газу населеного пункту	$Q_{\max}$	728 м ³ /Год
Найбільша пропускна здатність регулятора РДНК-1000	$Q_{\text{рег}}$	900 м ³ /Год
Коефіцієнт завантаження регулятора	$Q_{\max} / Q_{\text{рег}}$	0,81
Запас пропускної здатності за регулятором	$Q_{\text{рег}} - Q_{\max}$	172 м ³ /Год
Відносний запас пропускної здатності	$(Q_{\text{рег}} - Q_{\max}) / Q_{\max} \cdot 100 \%$	23,6 %
Діапазон налаштування вихідного тиску	$P_{\text{вих}}$	2-5 кПа

4.1. Пристрій та принцип роботи ГРПШ-07-2У1

Газорегуляторний пункт є комплексом технологічного обладнання, призначеним для зниження тиску газу до заданого рівня, автоматичного підтримання стабільного вихідного тиску та захисту споживачів від недопустимого підвищення або пониження тиску. Згідно з ДБН В.2.5-20:2018, шафований газорегуляторний пункт - це комплекс обладнання для зниження тиску газу і підтримання його на заданому рівні, виготовлений та змонтований у заводських умовах і розміщений у металевій шафі [3].

ГРПШ-07-2У1 належить до шафових пунктів редукування газу. Його технологічне обладнання розташовується у металевій шафі з негорючих матеріалів, що забезпечує компактність, захист обладнання від атмосферних впливів та доступність для експлуатаційного обслуговування. Функціональну схему ГРПШ-07-2У1 наведено на рис. 4.1.

Відповідно до функціональної схеми, до складу ГРПШ входять вузол фільтрації, основна лінія редукування тиску газу, резервна лінія редукування, запірні арматура, контрольно-вимірювальні прилади, запобіжно-скидний клапан,

					КРБ.НТІТ.1.51-03.2.2	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		66

імпульсні та продувальні трубопроводи [16]. Основна і резервна лінії мають однакове функціональне призначення: очищення газу від механічних домішок, зниження тиску до встановленого значення та підтримання його в допустимих межах.

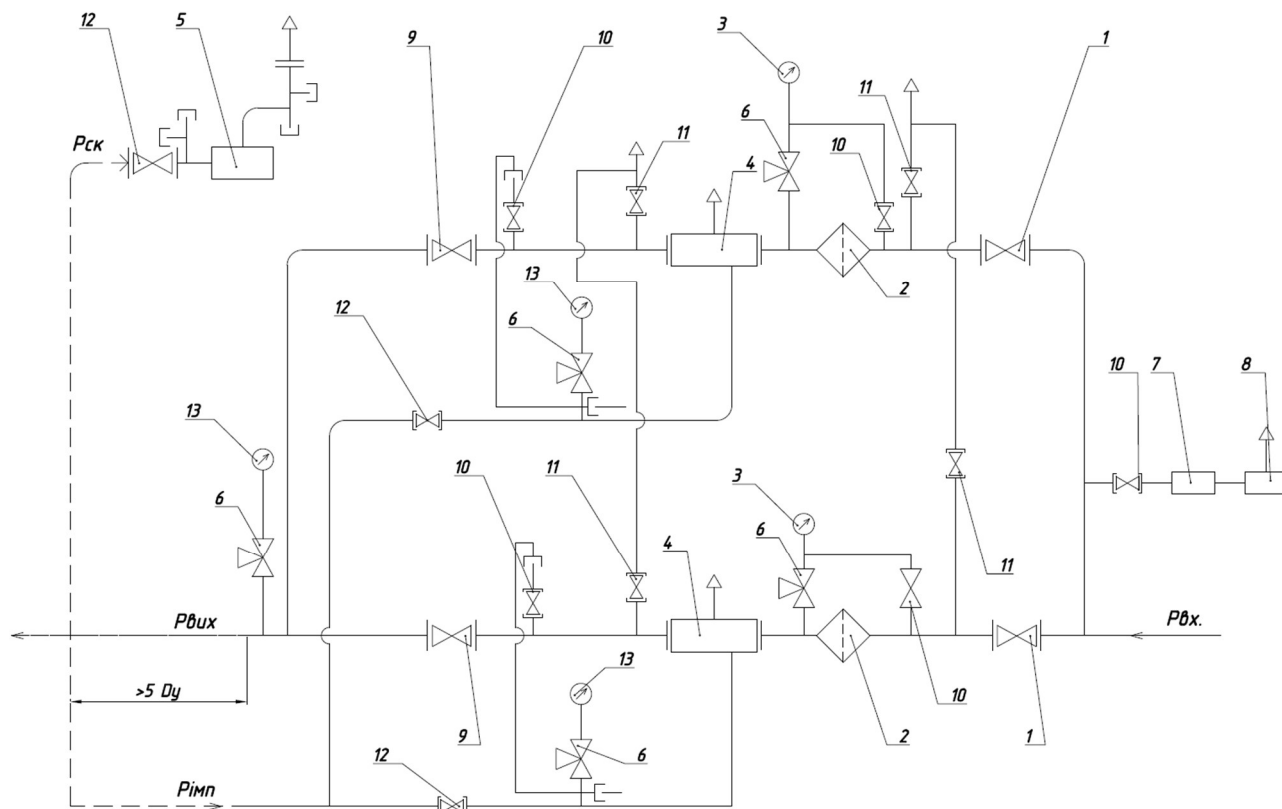


Рисунок 4.1 - Функціональна схема ГРПШ-07-2У1

1 - запірна арматура; 2 - фільтр; 3 - вхідний манометр; 4 - регулятор тиску газу; 5 - запобіжний скидний клапан; 6 - кран триходовий; 7 - регулятор тиску газу (на опалення); 8 - газопальниковий пристрій; 9 - запірна арматура; 10, 11, 12 - запірна арматура; 13 - вихідний манометр

За схемою ГРПШ-07-2У1 газ надходить до пункту через вхідний трубопровід і вхідну запірну арматуру. Далі потік проходить через фільтр, у якому відбувається очищення природного газу від механічних домішок. Стан фільтрувального елемента контролюється за перепадом тиску; у разі його зростання понад допустиме значення фільтр підлягає обслуговуванню або заміні [16].

Після фільтра газ надходить до регулятора тиску РДНК-1000. У регуляторі відбувається редукування тиску газу до заданого вихідного значення. Регулятор

автоматично підтримує встановлений тиск після себе незалежно від зміни витрати газу споживачами та коливань вхідного тиску в допустимих межах [3, 16]. Після редукування газ через вихідну запірну арматуру подається у розподільну мережу низького тиску.

Контроль роботи пункту здійснюється за допомогою манометрів, установлених на вході та виході ГРПШ. Вхідний манометр дає змогу контролювати тиск газу перед лінією редукування та оцінювати стан фільтра за величиною перепаду тиску. Вихідний манометр використовується для контролю тиску після регулятора і перевірки відповідності фактичного режиму заданим параметрам [16].

Для захисту споживачів від перевищення вихідного тиску у складі пункту передбачається запобіжно-скидний клапан. У разі підвищення тиску понад встановлене значення клапан відкривається і забезпечує скид надлишкового газу через скидний трубопровід. Якщо контрольований тиск виходить за допустимі межі, спрацьовує запобіжно-запірний клапан, який перекриває подачу газу до регулятора [3, 7, 16].

Резервна лінія редукування призначена для забезпечення подачі газу під час ремонту, налаштування або технічного обслуговування основної лінії. У разі виведення основної лінії з роботи газ подається через резервну лінію, де проходить аналогічні етапи: вхідна запірна арматура, фільтрація, редукування тиску, контроль вихідного тиску та подача до споживача. Така схема дозволяє зберегти газопостачання споживачів без повної зупинки пункту [3, 16].

На основній і резервній лініях передбачаються продувальні трубопроводи. Вони використовуються під час підготовки обладнання до пуску, виконання регламентних робіт, перевірки герметичності та безпечного видалення газоповітряної суміші з окремих ділянок технологічної схеми. Наявність продувальних і скидних ліній підвищує безпечність експлуатації та відповідає загальним вимогам до обладнання пунктів редукування газу [3, 7].

Отже, прийнятий ГРПШ-07-2У1 на базі регулятора РДНК-1000 забезпечує зниження тиску газу до параметрів, необхідних для живлення мережі низького тиску, підтримання стабільного вихідного тиску, очищення газу від механічних

					КРБ.НТІТ.1.51-03.2.2	Арк.
						68
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

домішок і автоматичний захист споживачів у разі аварійних відхилень тиску. Для проєктованого населеного пункту таке рішення є технічно обґрунтованим за умови підтвердження паспортної пропускної здатності конкретного виконання ГРПШ за фактичним вхідним тиском.

4.2. Регулятор тиску газу РДНК-1000

Регулятор тиску газу РДНК-1000 приймається як основний елемент лінії редукування у складі шафового газорегуляторного пункту ГРПШ-07-2У1. Вибір цього регулятора пов'язаний з розрахунковою максимальною годинною витратою газу населеного пункту, яка становить 728 м³/год. Згідно з паспортними даними, РДНК-1000 має умовний прохід DN 50 мм, вбудований запобіжно-запірний клапан і найбільшу пропускну здатність 900 нм³/год за відповідних умов роботи [20].

Регулятор РДНК належить до комбінованих регуляторів тиску газу з вихідним низьким тиском. Він призначений для редукування високого або середнього тиску газу до низького, автоматичного підтримання заданого вихідного тиску незалежно від зміни витрати та вхідного тиску, а також для автоматичного припинення подачі газу у разі аварійного підвищення або зниження вихідного тиску понад допустимі межі [20].

Паспортом передбачено застосування регуляторів РДНК у системах газопостачання у складі ГРП та ГРУ. Для роботи регулятора зазначено кліматичне виконання У2 і діапазон температури навколишнього середовища від мінус 40 °С до плюс 60 °С [20]. Монтаж, введення в експлуатацію та обслуговування регулятора повинні виконуватися спеціалізованою організацією відповідно до затвердженого проєкту та вимог безпеки систем газопостачання [7, 20].

Технічні характеристики РДНК-1000

Основні паспортні характеристики регулятора РДНК-1000 наведено в табл. 4.2. Максимальна паспортна пропускна здатність 900 нм³/год відповідає вхідному тиску 0,6 МПа [20].

Таблиця 4.2 - Основні технічні характеристики регулятора РДНК-1000 за

					КРБ.НТІТ.1.51-03.2.2	Арк.
						69
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

паспортом [20]

Параметр	Значення для РДНК-1000
Регульоване середовище	Природний газ; газова фаза скрапленого газу
Робочий діапазон вхідного тиску	0,05-0,6 МПа (до 6 бар)
Діапазон налаштування вихідного тиску	2,0-5,0 кПа (20-50 мбар)
Нерівномірність регулювання вихідного тиску	±10 %
Діапазон спрацьовування ЗЗК при підвищенні вихідного тиску	(1,20-1,80)·Рвих
Діапазон спрацьовування ЗЗК при зниженні вихідного тиску	(0,20-0,50)·Рвих
Умовний прохід вхідного патрубка	DN 50 мм
Умовний прохід вихідного патрубка	DN 50 мм
Тип приєднання	Фланцеве
Будівельний розмір	170 мм
Габаритні розміри	506 × 220 × 282 мм
Маса регулятора	не більше 8,0 кг
Герметичність затворів	клас А
Найбільша пропускна здатність	900 нм ³ /год

Конструкція регулятора

РДНК-1000 має корпусну конструкцію з мембранним регулювальним вузлом, робочим клапаном, сідлом, важільним механізмом і автоматичним вимикаючим пристроєм. У комбінованому регуляторі скомпоновані два функціональні вузли: безпосередньо регулятор тиску газу та автоматичний вимикаючий пристрій. Для РДНК-1000 у паспорті зазначено наявність вбудованого запобіжно-запірного клапана. Цей клапан як вбудований елемент характерний для виконання РДНК-400, тому для ГРПШ із РДНК-1000 функцію захисту від перевищення вихідного тиску доцільно забезпечувати окремим запобіжно-скидним клапаном у складі пункту редукування [20].

					КРБ.НТІТ.1.51-03.2.2	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		70

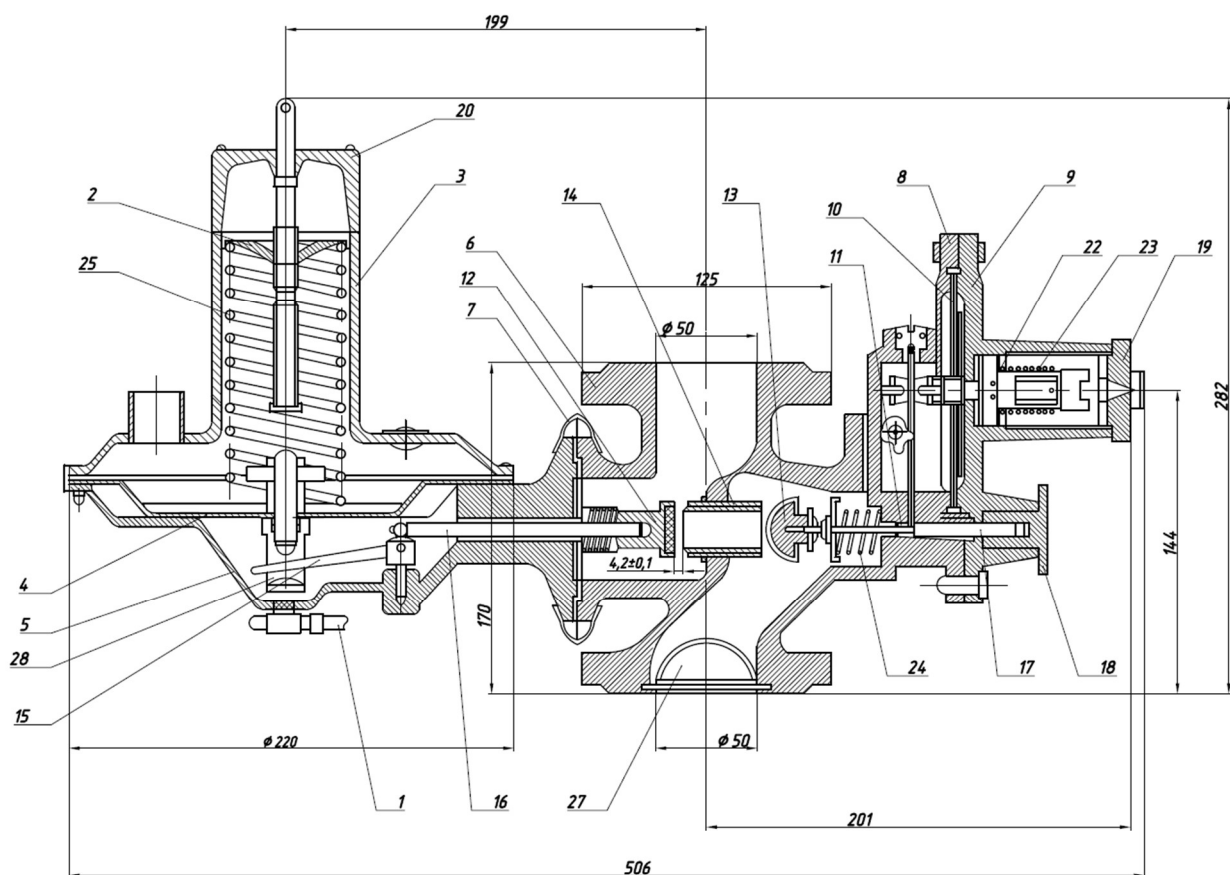


Рисунок 4.2 - Загальний вигляд і конструктивна схема регулятора тиску газу РДНК-1000

Таблиця 4.3 - Основні елементи регулятора РДНК-1000 [20]

По- зиція	Наймену- вання	Функціональне призначення
1	Імпульсна трубка	Передає імпульс вихідного тиску до мембранної порожнини регулятора та вимикаючого пристрою.
2	Гайка регулювальна	Змінює ступінь стискання пружини і використовується для налаштування вихідного тиску.
3	Труба	Забезпечує з'єднання окремих порожнин і передавання тиску в межах конструкції регулятора.
4, 10	Мембрана	Сприймає тиск газу та перетворює його зміну на переміщення виконавчих елементів. Мембрана 4 належить до робочого вузла, мембрана 10 - до вимикаючого пристрою.
5	Корпус	Основна деталь, у якій розміщено робочий клапан, сідло, газові канали та вузли регулювання.
6	Хрестовина	Містить запресоване сідло робочого клапана, яке одночасно виконує функцію сідла відсічного клапана.
7	Хомут	Забезпечує кріплення та герметичне з'єднання корпусних і мембранних елементів.

8	Корпус відсічного пристрою	Містить елементи автоматичного вимикаючого пристрою, що припиняє подачу газу при аварійному відхиленні тиску.
9	Кришка відсічного пристрою	Закриває корпус відсічного пристрою та забезпечує доступ до його елементів при обслуговуванні.
11	Фіксатор виконавчого механізму	Утримує відсічний клапан у відкритому положенні до моменту спрацювання захисту.
12	Клапан робочий	Змінює прохідний переріз для газу і забезпечує редукування та підтримання заданого вихідного тиску.
13	Клапан відсічний	Перекриває подачу газу при підвищенні або зниженні вихідного тиску за межі налаштування.
14	Сідло	Нерухома ущільнювальна поверхня для робочого та відсічного клапанів.
15	Важільний механізм	Передає переміщення робочої мембрани на робочий клапан.
16, 17	Шток	Передає зусилля між мембранним вузлом, важільним механізмом і клапанами.
18, 19	Пробка	Використовується для доступу до окремих елементів і взведення вимикаючого пристрою після його спрацювання.
20	Кришка	Закриває відповідну частину корпусу та захищає внутрішні елементи регулятора.
22, 23	Пружина	Служить для налаштування автоматичного вимикаючого пристрою за верхньою та нижньою межами вихідного тиску.
24, 25	Пружина	Пружина 24 забезпечує дію відсічного клапана, а пружина 25 використовується для налаштування вихідного тиску регулятора.
28	Пружина	Елемент компенсуючого вузла, що зменшує вплив зміни витрати газу на вихідний тиск.
Н	Вхідний патрубок	Підведення газу середнього або високого тиску до регулятора.
Т	Вихідний патрубок	Відведення газу низького тиску після редукування до споживача або мережі.

Принцип роботи

Газ середнього або високого тиску надходить до регулятора через вхідний патрубок «Н». Далі він проходить через щілину між робочим клапаном 12 і сідлом 14, де відбувається редукування до низького тиску. Після редукування газ через вихідний патрубок «Т» надходить до споживача або в розподільну мережу.

[20].

Імпульс вихідного тиску передається по трубопроводу до підмембранної порожнини регулятора, яка також пов'язана з підмембранною порожниною вимикаючого пристрою. При зміні вихідного тиску мембрана 4 переміщується і через шток 16 та важільний механізм 15 змінює положення робочого клапана 12. У разі зменшення вихідного тиску клапан відкривається більше, а при підвищенні - прикривається, що забезпечує автоматичне підтримання заданого тиску після регулятора [20].

Якщо вихідний тиск підвищується або знижується за межі налаштування вимикаючого пристрою, мембрана 10 діє на виконавчий механізм. Фіксатор 11 виходить із зачеплення, і відсічний клапан 13 під дією пружини 24 закриває сидло 14, припиняючи надходження газу. Повторний пуск регулятора після спрацювання вимикаючого пристрою виконується вручну після усунення причини аварійного режиму [20].

Пуск, налаштування та обслуговування

Під час пуску регулятора необхідно плавно відкрити кран перед регулятором, тоді як кран після регулятора має залишатися закритим. Для уникнення різкого надходження газу в робочу порожнину регулятора паспортом передбачено відкривання свічки ГРП на скидання під час запуску. Після взведення відсічного клапана і встановлення пробки на місце перевіряють герметичність фланцевих з'єднань мильною емульсією, після чого відкривають кран після регулятора і контролюють тиск газу за манометром [20].

У регуляторі передбачено налаштування трьох параметрів: вихідного тиску, тиску спрацювання вимикаючого пристрою при зниженні вихідного тиску та тиску спрацювання при його підвищенні. Налаштування вихідного тиску виконується зміною стискання пружини 25, а налаштування вимикаючого пристрою - пружинами 22 і 23 [20].

Паспортом встановлено, що тиск за регулятором має бути в межах $\pm 10\%$ від налаштованого значення, а витік газу в з'єднаннях не допускається [20].

Висновки до розділу 4

Для проєктованого населеного пункту обґрунтовано вибір газорегуляторного пункту ГРПШ-07-2У1 з регулятором тиску РДНК-1000.

					КРБ.НТІТ.1.51-03.2.2	Арк.
						73
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

5. ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

5.1. Базисна кошторисна вартість

Для визначення базисної кошторисної вартості прийнято такі основні параметри проекрованої системи газопостачання:

- кількість газорегуляторних пунктів шафового типу – 1 шт.;
- спосіб прокладання газових мереж – підземний;
- річний обсяг споживання газу – $Q_{\text{річ}}=1284,1$ тис. м³/рік;
- загальна довжина газопроводу – 10645 м.

Техніко-економічні показники [21]

Потужність системи сільського газопостачання визначається за річним брутто-споживанням газу за умови раціонального використання основних фондів, зокрема розподільних газопроводів, газорегуляторного обладнання та допоміжних елементів системи. При цьому враховують не лише корисне споживання газу кінцевими абонентами, а й можливі технологічні витрати, втрати газу та витрати, пов'язані з експлуатацією системи.

До таких витрат можуть належати технологічні втрати під час транспортування газу, витрати на забезпечення роботи обладнання, обслуговування газорегуляторних пунктів, проведення ремонтних і профілактичних робіт, а також інші експлуатаційні потреби, що впливають на загальний обсяг подачі газу в мережу.

Отже, під час визначення потужності системи газопостачання необхідно враховувати повний річний обсяг газу, який проходить через систему, включаючи споживання абонентами, технологічні втрати та власні експлуатаційні потреби. Такий підхід дає змогу обґрунтовано оцінити техніко-економічні показники проекту та забезпечити ефективне використання газових мереж і обладнання.

Потужність системи $Q_{\text{под}}$, тис. м³/рік, визначають згідно формули:

$$Q_{\text{под}} = Q_{\text{брутто}} = Q_{\text{річ}} \cdot 1,008 \quad (5.1)$$

де $Q_{\text{річ}}$ – загальний об'єм споживання газу, млн. м³/рік.

$$Q_{\text{под}} = 1.2841 \cdot 1,008 = 1.294 \text{ млн. м}^3/\text{рік}$$

					КРБ.НТІТ.1.51-03.2.2	Арк.
						74
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Коефіцієнт використання потужності газопроводу K_{Π} визначають за формулою:

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{\text{під}}}{Q_{\text{річ}}} \quad (5.2)$$

де $Q_{\text{під}}$ – потужність системи, млн. м³/рік;
 $Q_{\text{річ}}$ – загальний об'єм споживання газу, млн. м³/рік.

$$K_{\Pi} = \frac{1.2841}{1.2944} = 0.992$$

Базисна кошторисна вартість газопроводу (БКВ), тис. грн., визначають згідно формули:

$$\text{БКВ} = \bar{C}_{\Pi} \cdot L_{\text{м}} \quad (5.3)$$

де $\bar{C}_{\Pi}$ – питома ціна на будівництво 1 м підземного поліетиленового газопроводу, тис. грн./км;
 $L_{\text{м}}$ – довжина газопроводу, м.

$$\text{БКВ} = 645.65 \cdot 10645 = 6872.91 \text{ тис. грн.}$$

5.2. Термін окупності

Район виконання робіт у системі сільського газопостачання визначається з урахуванням місця розташування населеного пункту, для якого проєктується об'єкт газифікації. Це впливає на умови будівництва, організацію робіт, транспортні витрати, вартість матеріалів і загальну кошторисну вартість проєкту.

Складання кошторисної документації починається з розроблення локальних кошторисів на окремі види будівельних, монтажних та інших робіт. Такі кошториси формують для конкретних елементів системи газопостачання: газопроводів, газорегуляторного обладнання, запірної арматури, земляних робіт, монтажу трубопроводів тощо. На основі локальних кошторисів складається об'єктний кошторис, у якому визначається загальна кошторисна вартість будівництва відповідного об'єкта.

					КРБ.НТІТ.1.51-03.2.2	Арк.
						75
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

В об'єктному кошторисі враховують вартість загальнобудівельних робіт, спеціальних будівельних і монтажних робіт, технологічного обладнання, його монтажу, налагодження та допоміжних пристроїв. Таким чином, кошторисна документація відображає повний обсяг витрат, необхідних для реалізації проєкту системи газопостачання.

Базисна кошторисна вартість будівництва газопроводу визначається за проєктними рішеннями та погодженими розрахунками. Вона є основним фінансовим показником, на підставі якого здійснюється планування, фінансування та контроль вартості будівництва.

Річні експлуатаційні витрати системи газопостачання формуються з витрат на придбання газу, оплату праці персоналу з нарахуваннями на соціальні заходи, амортизаційні відрахування, поточний ремонт, технічне обслуговування обладнання та інші витрати, пов'язані з експлуатацією мережі.

На основі капітальних вкладень і річного економічного ефекту визначають термін окупності проєкту. Цей показник характеризує період, протягом якого витрати на будівництво системи газопостачання можуть бути компенсовані за рахунок отриманого економічного результату від її експлуатації.

Загальну суму собівартості реалізації газу C_0 , тис. грн., визначають згідно формули:

$$C_0 = Z_{\text{к.г.}} + Z_a + Z_{\text{п.р.}} + Z_{\text{о.п.}} + Z_{\text{інші}} \quad (5.4)$$

де $Z_{\text{к.г.}}$ – витрати на купівлю газу, тис. грн.;

$Z_{\text{о.п.}}$ – витрати на оплату праці, тис. грн.;

Z_a – витрати на амортизацію, тис. грн.;

$Z_{\text{п.р.}}$ – витрати на технічне обслуговування і поточний ремонт, тис. грн.;

$Z_{\text{інші}}$ – інші витрати, тис. грн.

а) Витрати на купівлю газу $Z_{\text{к.г.}}$, тис. грн., визначають згідно формули:

$$Z_{\text{к.г.}} = \frac{Q_{\text{брутто}} \cdot \Pi_{1000 \text{ м}^3}}{1000} \quad (5.5)$$

де $Q_{\text{брутто}}$ – об'єм подачі газу споживачам з урахуванням витрат газу, тис. м³/рік;

					КРБ.НТІТ.1.51-03.2.2	Арк.
						76
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$C_{1000 \text{ м}^3}$ – ціна природного газу для населення – 7960 грн./1000 м³.

$$З_{\text{к.г.}} = \frac{1294.373 \cdot 7960}{1000} = 10303.21 \text{ тис. грн.}$$

б) Витрати на оплату праці $З_{\text{о.п.}}$, тис. грн., визначають згідно формули:

$$З_{\text{о.п.}} = \bar{З}_{\text{ср.}} \cdot Ч_{\text{заг}} \cdot K_{\text{відр}} \cdot n \quad (5.6)$$

де $\bar{З}_{\text{ср.}}$ – середньомісячна заробітна плата одного працюючого, тис. грн.;

$Ч_{\text{заг}}$ – загальна кількість виробничого персоналу, чол.;

$K_{\text{відр}}$ – коефіцієнт відрахувань на соціальні потреби;

n – кількість місяців за рік – 12.

Загальна кількість виробничого персоналу становить:

$$Ч_{\text{заг}} = Ч_{\text{адп}} + Ч_{\text{вироб.перс.}} \quad (5.7)$$

Кількість адміністративного персоналу по нормативній трудомісткості обслуговування квартир, мереж газопроводів і подачі 1 млн. м³ газу в рік [21].

Трудомісткість обслуговування 1 будинку $T_{\text{ркв}}$ дорівнює:

$$T_{\text{ркв}} = K_{\text{кв}} \cdot 1 \quad (5.8)$$

де $K_{\text{кв}}$ – кількість будинків, шт.

$$T_{\text{ркв}} = 360 \cdot 1 = 360 \text{ год.}$$

Трудомісткість обслуговування 1 км мережі газопроводу $T_{\text{р км}}$ дорівнює:

$$T_{\text{р км}} = L_{\text{км}} \cdot 10 \quad (5.9)$$

де $L_{\text{км}}$ – довжина газопроводу, км.

$$T_{\text{р км}} = 10645/1000 \cdot 10 = 106.4 \text{ год.}$$

Трудомісткість обслуговування подачі 1 млн. м³ газу в рік $T_{\text{р 1 млн.}}$ дорівнює:

$$T_{\text{р 1 млн.}} = Q_{\text{брутто}} \cdot 2 \quad (5.10)$$

де $Q_{\text{брутто}}$ – потужність системи, млн. м³/рік.

$$T_{\text{р 1 млн.}} = 1.2944 \cdot 2 = 2.59 \text{ год.}$$

Кількість адміністративного персоналу $Ч_{\text{адп}}$, чол., знаходжу по формулі:

$$Ч_{\text{адп}} = \frac{(T_{\text{ркв}} + T_{\text{р км}} + T_{\text{р 1 млн.}}) \cdot \gamma}{1000} \quad (5.11)$$

					КРБ.НТІТ.1.51-03.2.2	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		77

де γ – коефіцієнт адміністративного персоналу в залежності від суми трудомісткості.

$$\Sigma T = (360 + 106.4 + 2.59) \cdot 1.3 = 609.69 \text{ год.}$$

$$\text{Ч}_{\text{адп}} = \frac{609.69}{1000} = 0.61 \approx 1 \text{ чол.}$$

Число працівників, зайнятих в основних службах сільського газового господарства, обчислюється залежно від нормативів чисельності, враховуючи кількість будинків та довжину газопроводів [26].

Чисельність служби будинкових мереж $\text{Ч}_{\text{б.м.}}$, чол., визначають згідно формули:

$$\text{Ч}_{\text{б.м.}} = K_{\text{кв.}} \cdot 0,00035 \quad (5.12)$$

де $K_{\text{кв.}}$ – загальна кількість будинків, шт.

$$\text{Ч}_{\text{б.м.}} = 360 \cdot 0,00035 = 0.126360 \approx 1 \text{ чол.}$$

Чисельність служби по експлуатації підземних газопроводів $\text{Ч}_{\text{в.м.}}$, чол., визначають згідно формули:

$$\text{Ч}_{\text{в.м.}} = L_{\text{км}} \cdot 0,3 \quad (5.13)$$

$$\text{Ч}_{\text{в.м.}} = 10.64 \cdot 0,3 = 3.19 \approx 4 \text{ чол.}$$

Чисельність аварійно-диспетчерської служби $\text{Ч}_{\text{адс}}$, чол., визначають згідно формули:

$$\text{Ч}_{\text{адс}} = 0,0005 \cdot \Sigma T_p \quad (5.14)$$

де ΣT_p – загальна трудомісткість в умовних одиницях.

$$\text{Ч}_{\text{адс}} = 609.69 \cdot 0,0005 = 0.305 \approx 1 \text{ чол.}$$

Чисельність ремонтної служби $\text{Ч}_{\text{р.с.}}$, чол., визначають згідно формули:

$$\text{Ч}_{\text{р.с.}} = 0,0007 \cdot \Sigma T_p \quad (5.15)$$

де ΣT_p – загальна трудомісткість в умовних одиницях.

$$\text{Ч}_{\text{р.с.}} = 609.69 \cdot 0,0007 = 0.42 \approx 1 \text{ чол.}$$

Загальна кількість виробничого персоналу $\text{Ч}_{\text{заг}}$, чол., визначають згідно формули:

$$\text{Ч}_{\text{заг}} = \text{Ч}_{\text{адп}} + \text{Ч}_{\text{б.м.}} + \text{Ч}_{\text{в.м.}} + \text{Ч}_{\text{адс}} + \text{Ч}_{\text{р.с.}} \quad (5.16)$$

					КРБ.НТІТ.1.51-03.2.2	Арк.
						78
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

де $\text{Ч}_{\text{адп}}$ – чисельність адміністративного персоналу, чол.;

$\text{Ч}_{\text{б.м.}}$ – чисельність служби будинкових мереж, чол.;

$\text{Ч}_{\text{в.м.}}$ – чисельність служби по експлуатації підземних газопроводів, чол.;

$\text{Ч}_{\text{адс}}$ – чисельність аварійно-диспетчерської служби, чол.;

$\text{Ч}_{\text{р.с}}$ – чисельність ремонтної служби, чол.

$$\text{Ч}_{\text{заг}} = 1 + 1 + 4 + 1 + 1 = 8 \text{ чол.}$$

Виплати на оплату праці $\text{З}_{\text{оп}}$, тис. грн., визначають згідно формули:

$$\text{З}_{\text{оп}} = \bar{\text{З}}_{\text{ср.}} \cdot \text{Ч}_{\text{заг}} \cdot K_{\text{відр}} \cdot n \quad (5.17)$$

$$\text{З}_{\text{оп}} = 22.36 \cdot 8 \cdot 1.220 \cdot 12 = 2618.80 \text{ тис. грн.}$$

в) Витрати на амортизацію З_a , тис. грн., визначають згідно формули:

$$\text{З}_a = \frac{K \cdot H_a}{100} \quad (5.18)$$

де H_a – норма амортизації – 5%;

K – сума капітальних вкладень (БКВ), тис. грн.

$$\text{З}_a = \frac{6872.91 \cdot 5}{100} = 343.65 \text{ тис. грн.}$$

г) Витрати на технічне обслуговування і поточний ремонт $\text{З}_{\text{п.р.}}$, тис. грн., визначають згідно формули:

$$\text{З}_{\text{п.р.}} = 0,40 \cdot \text{З}_a \quad (5.19)$$

де З_a – витрати на амортизацію, тис. грн.

$$\text{З}_{\text{п.р.}} = 343.65 \cdot 0,4 = 137.46 \text{ тис. грн.}$$

д) Інші витрати $\text{З}_{\text{ін}}$, тис. грн., визначають згідно формули:

$$\text{З}_{\text{ін}} = 0,10 \cdot (\text{З}_a + \text{З}_{\text{оп}}) \quad (5.20)$$

де З_a – витрати на амортизацію, тис. грн.;

$\text{З}_{\text{оп}}$ – виплати на оплату праці, тис. грн.

$$\text{З}_{\text{ін}} = (343.65 + 2618.80) \cdot 0,1 = 296.24 \text{ тис. грн.}$$

Втрати газу в мережах:

$$\text{З}_{\text{втр}} = \text{З}_{\text{к.г.}} \cdot 0,035 \quad (5.20a)$$

де 3,5% – відсоток технологічних втрат газу в мережах, ГРП.

					КРБ.НТІТ.1.51-03.2.2	Арк.
						79
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$З_{втр} = 10303.21 \cdot 0,035 = 360.61 \text{ тис. грн.}$$

Тоді загальна сума собівартості реалізації газу C_o , тис. грн., дорівнює:

$$C_o = З_{к.г.} + З_a + З_{п.р.} + З_{о.п.} + З_{втр} + З_{ін} \quad (5.21)$$

$$C_o = 10303.21 + 343.65 + 137.46 + 2618.80 + 360.61 + 296.24 \\ = 14059.97 \text{ тис. грн.}$$

Собівартість реалізації 1000 м³ газу C_{1000} , грн./1000 м³, визначають згідно формули:

$$C_{1000} = \frac{C_o}{Q_{\text{нетто}}} \cdot 1000 \quad (5.22)$$

де C_o – загальна собівартість реалізації газу, тис. грн.;

$Q_{\text{нетто}}$ – об'єм реалізованого газу споживачам, тис. м³/рік.

$$C_{1000} = \frac{14059.97}{1284.1} \cdot 1000 = 10949.28 \text{ грн./1000 м}^3$$

Ціну реалізації газу для підприємства $Ц_{п}$, грн./1000 м³, визначають згідно формули:

$$Ц_{п} = C_{1000} \cdot \left(1 + \frac{\Pi}{100}\right) = C_{1000} \cdot 1,1 \quad (5.23)$$

де C_{1000} – собівартість реалізації 1000 м³ газу, грн./1000 м³;

$\Pi = 10\%$ – плановий рівень прибутковості підприємства.

$$Ц_{п} = 10949.28 \cdot 1,1 = 12044.21 \text{ грн./1000 м}^3$$

Тариф реалізації споживачам $T_{\text{сер}}$, грн./1000 м³, представляє собою ціну реалізації газу для даного газового господарства, визначають згідно формули:

$$T_{\text{сер}} = Ц_{п} \cdot 1,05 \quad (5.24)$$

$$T_{\text{сер}} = 12044.21 \cdot 1,05 = 12646.42 \text{ грн./1000 м}^3$$

Суму доходу $Д$, тис. грн., визначають згідно формули:

$$Д = \frac{Q_{\text{нетто}} \cdot T_{\text{сер}}}{1000} \quad (5.25)$$

$$Д = \frac{1284.1 \cdot 12646.42}{1000} = 16239.27 \text{ тис. грн.}$$

Балансовий прибуток Π_6 , тис. грн., визначають згідно формули:

					КРБ.НТІТ.1.51-03.2.2	Арк.
						80
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$П_6 = Д - C_0 \quad (5.26)$$

де Д – сума доходу від реалізації газу, тис. грн.;

C_0 – загальна собівартість реалізації газу, тис. грн.

$$П_6 = 16239.27 - 14059.97 = 2179.30 \text{ тис. грн.}$$

Чистий прибуток $П_ч$, тис. грн., визначають згідно формули:

$$П_ч = П_6 \cdot H_п \quad (5.27)$$

де $П_6$ – балансовий прибуток, тис. грн.;

$H_п$ – обов’язкові державні платежі ($H_п = 77\%$).

$$П_ч = 2179.30 \cdot 0.77 = 1678.06 \text{ тис. грн.}$$

Рівень рентабельності R_p , %:

– по балансовому прибутку згідно формули:

$$R_{p6} = \frac{П_6}{C_0} \cdot 100 \quad (5.28)$$

де $П_6$ – балансовий прибуток, тис. грн.;

C_0 – загальна собівартість реалізації газу, тис. грн.

$$R_{p6} = \frac{2179.30}{14059.97} \cdot 100 = 15.50 \%$$

– по чистому прибутку згідно формули:

$$R_{pч} = \frac{П_ч}{C_0} \cdot 100 \quad (5.29)$$

де $П_ч$ – чистий прибуток, тис. грн.

$$R_{pч} = \frac{1678.06}{14059.97} \cdot 100 = 11.94 \%$$

Визначаємо термін окупності:

$$T_{окуп} = \frac{БКВ}{П_ч} \quad (5.30)$$

де БКВ – капітальні вкладення в спорудження системи газопостачання, тис. грн.;

$П_ч$ – чистий прибуток, тис. грн.

$$T_{окуп} = \frac{6872.91}{1678.06} = 4.10 \text{ років}$$

					КРБ.НТІТ.1.51-03.2.2	Арк.
						81
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 5.1 – Експлуатаційні витрати

№ п/п	Найменування статті витрат	Сума, тис. грн.	Питома
			вага, %
1	Фонд заробітної плати	2618.80	62.42
2	Податкові нарахування	576.14	13.73
3	Матеріальні витрати: електроенергія, газ на власні потреби, втрати газу при транспортуванні, реагенти і матеріали	360.61	8.60
4	Амортизаційні відрахування	343.65	8.19
5	Інші витрати	296.24	7.06
	Всього	4195.44	100

Висновки до розділу 5

За результатами виконаних розрахунків загальні капітальні витрати на будівництво газових мереж у населеному пункті складають 6872.91 тис. грн., а їх термін окупності становить 4.1 років.

6. ОХОРОНА ПРАЦІ ТА ВИМОГИ БЕЗПЕЧНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ГАЗОПРОВОДІВ І СПОРУД СИСТЕМ ГАЗОПОСТАЧАННЯ

Безпечна експлуатація газопроводів і споруд систем газопостачання повинна забезпечувати безперервну подачу природного газу споживачам, підтримання проєктних режимів роботи мережі, запобігання витокам газу, аваріям, пожежам і вибухонебезпечним ситуаціям. Організація експлуатації здійснюється з урахуванням вимог ДБН В.2.5-20:2018, Правил безпеки систем газопостачання, Правил технічної експлуатації систем газопостачання, Закону України «Про охорону праці» та чинних національних стандартів у сфері газової інфраструктури [3, 7, 18, 22, 23].

Природний газ, що подається в мережу, має відповідати установленим вимогам до якості газу горючого природного, зокрема щодо складу, теплоти згоряння, допустимих домішок і придатності до безпечного транспортування та використання газом використовуваним обладнанням [17]. Для своєчасного виявлення витоків газ повинен мати достатню інтенсивність запаху. Контроль якості газу, одоризації та тиску виконується оператором або власником системи газопостачання відповідно до затвердженої програми виробничого контролю і вимог чинних правил експлуатації [7, 23].

Організаційні вимоги до експлуатації

Власник або балансоутримувач газопроводів і споруд на них забезпечує належний технічний стан системи, ведення експлуатаційної документації, своєчасне технічне обслуговування, періодичні огляди, технічні обстеження, ремонт і виконання протиаварійних заходів. До робіт з експлуатації, ремонту, технічного обстеження та обслуговування допускаються лише працівники, які пройшли відповідне навчання, інструктажі, перевірку знань з охорони праці та мають право виконувати такі роботи [7, 22, 23].

Експлуатаційна організація повинна мати актуальні схеми газопроводів, паспорти газопроводів, паспорти споруд і обладнання, журнали оглядів, журнали обліку запірної арматури, акти перевірки тиску, акти технічного обстеження та

					КРБ.НТІТ.1.51-03.2.2	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		83

іншу документацію, передбачену нормативними документами [23, 24]. Відомості про заміну запірної арматури, виконання поточних і капітальних ремонтів, аварійні роботи та результати обстежень заносяться до відповідної експлуатаційної документації.

Контроль тиску, якості газу та технічного стану мережі

Контроль тиску газу в розподільних газопроводах виконують у визначених контрольних точках, зокрема в періоди найбільшого газоспоживання. Особливу увагу приділяють тупиковим ділянкам, найбільш віддаленим точкам мережі та ділянкам, де можливе зниження тиску нижче допустимого рівня. Результати вимірювань оформлюють у встановленій формі та використовують для оцінювання фактичного гідравлічного режиму мережі [23].

Технічний стан підземних, наземних, надземних газопроводів, вводів і споруд на них систематично контролюють шляхом періодичного огляду трас, технічного обстеження, комплексного приладового обстеження, вимірювання захисних потенціалів, перевірки ефективності електрохімічного захисту сталевих газопроводів і контролю герметичності [23, 24]. Для поліетиленових газопроводів основну увагу приділяють герметичності, стану зварних з'єднань, переходів «поліетилен - сталь», дотриманню умов підземного прокладання та відсутності механічних пошкоджень [4, 23].

Запірну арматуру, компенсатори та інші елементи мережі необхідно оглядати й обслуговувати відповідно до документації виробника та вимог чинних правил, але не рідше одного разу на рік. За результатами огляду визначають необхідність регулювання, ремонту або заміни [23].

Огляд надземних, наземних і підземних газопроводів

Під час періодичного огляду надземних і наземних газопроводів перевіряють наявність витоків газу, стан фарбування та антикорозійного захисту, кріплення труб, опор, ізолювальних з'єднань, запірної арматури, компенсаторів і захисних пристроїв. Особливу увагу приділяють місцям переходів через дороги, водні перешкоди, яри, де можливі механічні пошкодження, деформації або порушення захисного покриття.

					КРБ.НТІТ.1.51-03.2.2	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		84

Огляд підземних газопроводів виконують шляхом обходу траси з перевіркою технічного стану, герметичності та можливих ознак витoku газу. Наявність газу контролюють у контрольних трубках, колодязях, підвалах, камерах, шахтах, колекторах, підземних переходах та інших спорудах, розташованих у зоні можливого проникнення газу. Виявлення витоків здійснюють спеціальними засобами вимірювальної техніки, газоаналізаторами або течешукачами. Застосування відкритого вогню для пошуку витоків категорично не допускається [7, 23].

Під час огляду трас підземних газопроводів забороняється самовільно спускатися у колодязі, шахти, колектори та інші підземні споруди без оформлення відповідного порядку виконання робіт і без перевірки повітряного середовища. У разі виявлення загазованості працівник повинен повідомити аварійно-диспетчерську службу, організувати попередження людей у небезпечній зоні, припинити роботи, що можуть спричинити займання, та забезпечити провітрювання загазованих приміщень і споруд у межах своїх повноважень [7, 23].

Періодичність оглядів трас газопроводів

Періодичність оглядів трас підземних і наземних газопроводів встановлюється власником або експлуатаційною організацією з урахуванням тиску газу, технічного стану газопроводу, корозійної активності ґрунту, ефективності електрохімічного захисту, щільності забудови, сезону та наявності дефектів, але не рідше строків, визначених чинними Правилами технічної експлуатації систем газопостачання (табл. 6.1) [23].

					КРБ.НТІТ.1.51-03.2.2	Арк.
						85
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 6.1 - Періодичність оглядів трас підземних та наземних газопроводів

Газопроводи	Низького тиску в забудованій частині населеного пункту	Високого і середнього тисків у забудованій частині населеного пункту	Усіх тисків у незабудованій частині населених пунктів
Новозбудовані та введені в експлуатацію	Безпосередньо в день пуску і наступного дня	Безпосередньо в день пуску і наступного дня	Безпосередньо в день пуску і наступного дня
Сталеві та поліетиленові, що експлуатуються в нормальних умовах і мають задовільний технічний стан	Не рідше одного разу на місяць	Не рідше двох разів на місяць	Не рідше одного разу на три місяці
Такі самі газопроводи за умови щорічної перевірки герметичності засобами вимірювальної техніки з чутливістю не менше 0,001 % метану	Не рідше одного разу на два місяці	Не рідше одного разу на місяць	Не рідше одного разу на шість місяців
Ділянки з тимчасово усуненим витоком	Щоденно до проведення ремонту	Щоденно до проведення ремонту	Щоденно до проведення ремонту
Берегові частини переходів через водні перешкоди і яри	Щоденно в період повені	Щоденно в період повені	Щоденно в період повені

Примітка. Газопроводи з виявленими дефектами підлягають обов'язковому приладовому технічному обстеженню із застосуванням засобів вимірювальної техніки. Огляд газових мереж зовнішнього газопостачання житлових, гро-

мадських будинків і підприємств виконується у строки, установлені для розподільних газопроводів [23].

Охоронні зони та запобігання пошкодженню газопроводів

Для запобігання пошкодженню газорозподільної мережі необхідно забезпечувати дотримання охоронних зон газопроводів і споруд на них. У межах охоронної зони не допускається складування матеріалів і обладнання, висаджування дерев, улаштування тимчасових або постійних споруд, стоянок транспорту, а також виконання земляних і будівельно-монтажних робіт без погодження з власником або оператором мережі [3, 7, 23].

Виконання земляних, будівельних і ремонтних робіт у смузі 15 м з обох боків від осі газопроводу підлягає контролю з боку експлуатаційної організації. Перед початком таких робіт необхідно уточнити фактичне місце розташування газопроводу, забезпечити присутність представника газорозподільної організації та вжити заходів, що унеможливають механічне пошкодження труби [7, 23].

Технічне обстеження, ремонт і усунення дефектів

Підземні сталеві, поліетиленові, наземні й надземні газопроводи підлягають періодичному технічному обстеженню, зокрема комплексному приладовому обстеженню. Періодичність таких робіт установлюється з урахуванням фактичного технічного стану, строку експлуатації, геологічно-корозійних умов, результатів попередніх оглядів і даних експлуатаційної документації [23, 24].

Технічне обстеження передбачає визначення місця розташування та глибини прокладання підземного газопроводу, перевірку герметичності, оцінювання стану металу труби, захисного ізоляційного покриття, електрохімічного захисту, а також контроль якості зварних з'єднань у випадках, передбачених нормативними документами [23, 24]. Для сталевих ділянок особливе значення має контроль корозійного стану та ефективності електрохімічного захисту. Для поліетиленових ділянок - контроль зварних з'єднань, переходів і відсутності деформацій або механічних пошкоджень [4, 23].

У разі виявлення витоку газу експлуатація пошкодженої ділянки повинна

					КРБ.НТІТ.1.51-03.2.2	Арк.
						87
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

бути обмежена або припинена до усунення дефекту. Тимчасові заходи локалізації допускаються лише як аварійні та мають супроводжуватися щоденним контролем стану місця пошкодження до виконання постійного ремонту [7, 23]. Ремонт сталевих газопроводів виконують із дотриманням вимог до зварювальних робіт і контролю якості зварних з'єднань, а ремонт поліетиленових газопроводів - із застосуванням технологій зварювання та з'єднувальних деталей, передбачених чинними стандартами й інструкціями виробників [4, 7].

Вимоги до газонебезпечних робіт та дій у разі аварійної ситуації

Роботи, пов'язані з можливим виділенням газу, розкриттям газопроводів, ремонтом арматури, перевіркою загазованості або усуненням витоків, належать до робіт підвищеної небезпеки і мають виконуватися спеціалізованими працівниками відповідно до затверджених інструкцій, нарядів-допусків, заходів охорони праці та вимог пожежної безпеки [7, 22, 23].

Перед початком робіт у колодязях, камерах, підземних спорудах або інших замкнених просторах необхідно перевірити повітряне середовище засобами вимірювальної техніки, організувати провітрювання, забезпечити нагляд за працівниками та застосування засобів індивідуального захисту. Працівники не повинні виконувати такі роботи самостійно або без відповідного допуску, а усунення несправностей газового обладнання сторонніми особами не допускається [7, 22].

При появі запаху газу або виявленні загазованості необхідно негайно повідомити аварійно-диспетчерську службу, припинити використання відкритого вогню, не вмикати й не вимикати електрообладнання в небезпечній зоні, попередити людей, організувати провітрювання приміщень і забезпечити доступ аварійної бригади до місця події. Подальші роботи з локалізації та ліквідації аварійної ситуації виконуються тільки уповноваженим персоналом [7, 23].

Охорона праці, документація та відповідальність

Охорона праці під час експлуатації газопроводів і споруд ґрунтується на пріоритеті життя і здоров'я працівників, відповідальності роботодавця за ство-

					КРБ.НТІТ.1.51-03.2.2	Арк.
						88
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

рення безпечних умов праці, проведенні навчання, інструктажів, медичних оглядів, забезпеченні працівників засобами індивідуального захисту та контролі виконання вимог нормативно-правових актів [22]. Працівники зобов'язані дотримуватися інструкцій, користуватися засобами захисту, повідомляти про небезпечні ситуації та не виконувати роботи, до яких вони не допущені.

Усі результати оглядів, вимірювань, ремонтів, перевірок герметичності, обстежень, заміни арматури та аварійних робіт повинні бути документально зафіксовані. Наявність актуальної технічної документації, паспортів газопроводів і споруд, журналів оглядів та актів обстежень є обов'язковою умовою контролю технічного стану системи та планування ремонтно-профілактичних заходів [23, 24].

Застосування сучасних вимог ДСТУ EN 12007-1:2014 і ДСТУ EN 15001-1:2014 до газової інфраструктури дає змогу узгодити експлуатаційні вимоги з європейськими функціональними підходами до безпеки газопроводів, керування ризиками, контролю працездатності обладнання та забезпечення надійності газопостачання [18, 19].

Висновки до розділу 6

Сформульовані вимоги до безпечної експлуатації газопроводів і споруд систем газопостачання забезпечують технічний контроль, своєчасне виявлення витоків, справний стан обладнання та безпечні умови роботи персоналу.

					КРБ.НТІТ.1.51-03.2.2	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		89

ВИСНОВКИ

1. Для розподільної мережі низького тиску малого населеного пункту доцільно застосовувати підземні поліетиленові труби ПЕ 80 або ПЕ 100, оскільки вони забезпечують корозійну стійкість, меншу трудомісткість монтажу та достатній запас за робочим тиском порівняно з фактичним тиском мережі.

2. В результаті проведеного розрахунку витрат газу для потреб сільського населеного пункту визначено максимальну годинну витрату газу, яка становить 728 м³/год. Річне споживання газу населеним пунктом становить 1284,1 тис.м³/рік.

3. За результатами гідравлічного розрахунку мінімальне значення надлишкового тиску становить 1978 Па і спостерігається у точці 24. Це значення перевищує мінімально допустимий тиск 1800 Па, що підтверджує відповідність проєктованої газової мережі нормативним вимогам за тиском. Отже, прийнята схема та підібрані діаметри газопроводів забезпечують стабільне газопостачання існуючих розрахункових споживачів у режимі максимального навантаження..

4. Для проєктованого населеного пункту обґрунтовано вибір газорегуляторного пункту ГРПШ-07-2У1 з регулятором тиску РДНК-1000.

5. За результатами виконаних розрахунків загальні капітальні витрати на будівництво газових мереж у населеному пункті складають 6872.91 тис. грн., а їх термін окупності становить 4.1 років.

6. Сформульовані вимоги до безпечної експлуатації газопроводів і споруд систем газопостачання забезпечують технічний контроль, своєчасне виявлення витоків, справний стан обладнання та безпечні умови роботи персоналу.

					КРБ.НТІТ.1.51-03.2.2	Арк.
						90
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАНЬ

1. Пономарчук І. А., Слободян Н. М. Газопостачання : електронний навчальний посібник. Вінниця : ВНТУ, 2023. 103 с. URL: http://pdf.lib.vntu.edu.ua/books/2023/Ponomarchuk_2023_103.pdf
2. Програма газифікації Одеської області на 2010-2035 роки : рішення Одеської обласної ради від 10.09.2010 № 1168-V. URL: <https://oblrada.od.gov.ua/wp-content/uploads/1168-V.pdf>
3. ДБН В.2.5-20:2018. Газопостачання. Київ : Мінрегіон України, 2019. 113 с.
4. ДСТУ Б В.2.7-73-98. Будівельні матеріали. Труби поліетиленові для подачі горючих газів. Технічні умови. Київ : Держбуд України, 1998. 48 с.
5. Поліетиленові труби для подачі горючих газів. Євро Труб Полімер. URL: <https://etp.ua/ua/polyethylene-pipes-for-supplying-combustible-gases> (дата звернення: 24.05.2026).
6. Єнін П. М., Шишко Г. Г., Предун К. М. Газопостачання населених пунктів і об'єктів природним газом : навчальний посібник. Київ : Логос, 2002. 198 с.
7. НПАОП 0.00-1.76-15. Правила безпеки систем газопостачання : наказ Міністерства енергетики та вугільної промисловості України від 15.05.2015 № 285.
8. Середюк М. Д., Малик В. Я., Болонний В. Т. Проектування та експлуатація систем газопостачання населених пунктів : навчальний посібник. Івано-Франківськ : Факел, 2003.
9. Середюк М. Д., Пилипів Л. Д., Зарубіна Ю. І. Технологічні розрахунки газових мереж населених пунктів : навчальний посібник. Івано-Франківськ : Факел, 2004.
10. ДБН В.2.5-64:2012. Внутрішній водопровід та каналізація. Частина І. Проектування. Частина ІІ. Будівництво. Київ : Мінрегіон України, 2013.
11. ДБН В.2.5-67:2013. Опалення, вентиляція та кондиціонування. Київ : Мінрегіон України, 2013.

					КРБ.НТІТ.1.51-03.2.2	Арк.
						91
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

12. ДСТУ-Н Б В.1.1-27:2010. Будівельна кліматологія. Київ : Мінрегіон України, 2011.

13. ДБН В.2.5-39:2008. Теплові мережі. Київ : Мінрегіон України, 2009.

14. ДСТУ EN ISO 12213-1:2022. Природний газ. Обчислювання коефіцієнта стисливості реального газу. Частина 1: Вступ та настанови (EN ISO 12213-1:2009, IDT; ISO 12213-1:2006, IDT). Київ : ДП «УкрНДНЦ», 2022.

15. Середюк М. Д., Якимів Й. В., Лісафін В. П. Газопостачання : підручник. Івано-Франківськ : Місто НВ, 2014. 704 с. ISBN 978-966-428-270-5.

16. Дорошенко Я. В., Карпаш М. О., Середюк О. Є. Газорозподільні системи та установки : навчальний посібник. Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2010. 465 с.

17. ДСТУ EN 16726:2019 (EN 16726:2015, IDT). Гази горючі природні. Інфраструктура газової системи. Якість газу. Київ : ДП «УкрНДНЦ», 2019. 18 с.

18. ДСТУ EN 12007-1:2014. Газова інфраструктура. Газопроводи для максимального робочого тиску до 16 бар. Частина 1: Загальні функціональні вимоги. Київ : ДП «УкрНДНЦ», 2015. 40 с.

19. ДСТУ EN 15001-1:2014. Газова інфраструктура. Газопроводи для максимального робочого тиску не більше 5 бар. Частина 1. Київ : ДП «УкрНДНЦ», 2015.

20. Регулятор тиску газу з вихідним низьким тиском комбінований РДНК-400/-400М/-1000/-У : паспорт, технічне керівництво з експлуатації. Київ : ТОВ «Теплогазпостач», б. р. URL: <https://tgp.net.ua/download/pasport-rdnk.pdf>

21. Седікова І. О., Савенко І. І. Методичні вказівки до виконання кваліфікаційної роботи бакалаврів спеціальності 073 «Менеджмент». – Одеса: ОНТУ, 2024. – 81 с. URL: http://mil.ontu.edu.ua/wp-content/uploads/2024/05/MB_KP_БАК-2024.pdf

22. Закон України «Про охорону праці» від 14.10.1992 № 2694-XII (зі змінами). URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2694-12c>

					КРБ.НТІТ.1.51-03.2.2	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		92

23. Про затвердження Правил технічної експлуатації систем газопостачання : наказ Міністерства енергетики України від 21.10.2024 № 402, зареєстрований у Міністерстві юстиції України 29.11.2024 за № 1816/43161 (зі змінами). URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z1816-24>

24. Про затвердження Порядку технічного огляду, обстеження, оцінки та паспортизації технічного стану, здійснення запобіжних заходів для безаварійного експлуатування систем газопостачання : наказ Міністерства енергетики та вугільної промисловості України від 24.10.2011 № 640, зареєстрований у Міністерстві юстиції України 21.11.2011 за № 1326/20064. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/go/z1326-11>

					КРБ.НТІТ.1.51-03.2.2	Арк.
						93
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		