

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 сільського населеного пункту Петрівка, Березівського району, Одеської області

Здобувача (ки) Гапчук Г.Ю.

Керівник доц. Василів О.Б.
проф. Басюркіна Н.І.

Консультанти:
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

Гапчук Георгій Юрійович

1. Тема роботи Проект системи газопостачання сільського населеного пункту Петрівка, Березівського 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. Петрівка; кількість жителів – 530; кількість дворів 227; тип мережі за тиском – низького; склад газу: метан – 93,2073%, Етан - 3.5843%; Пропан - 0.9622%, ізо-Бутан - 0.1526%; н-Бутан - 0.1634%; ізо-Пентан - 0.0381%; н-Пентан - 0.0286%; Гексани+ - 0.0383%; Азот - 0.7436%; CO₂- 1.0817%. 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 Гапчук Г.Ю.

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 Гапчук Г.Ю.

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 Гапчук Георгій Юрійович

РЕФЕРАТ

Кваліфікаційна робота складається з: 92 сторінки друкованого тексту, 7 рисунків, 18 таблиць, 37 посилань на літературні джерела.

У роботі розглянуто проєктування системи газопостачання села Петрівка Новокальчівської сільської громади Березівського району Одеської області. Проаналізовано нормативні вимоги до газових мереж, їх класифікацію за тиском, вимоги до безпеки, екологічності та експлуатаційної надійності.

Обґрунтовано доцільність застосування мережі низького тиску для малого населеного пункту. Розглянуто переваги поліетиленових труб порівняно зі сталевими: корозійну стійкість, довговічність, простоту монтажу та менші експлуатаційні витрати.

У практичній частині визначено річні й максимальні годинні витрати газу для житлового сектору, громадських будівель, опалення, вентиляції та гарячого водопостачання. Враховано чисельність населення, структуру забудови, кліматичні умови та властивості природного газу.

На основі розрахунків виконано гідравлічний розрахунок мережі, визначено діаметри ділянок, втрати тиску та підібрано газорегуляторне обладнання. Також розглянуто питання охорони праці, безпеки експлуатації та економічної доцільності проєкту.

Робота спрямована на обґрунтування технічних рішень для створення безпечної, надійної та ефективної системи газопостачання малого населеного пункту.

Ключові слова: газопостачання, газова мережа, природний газ, поліетиленові труби, гідравлічний розрахунок, ГРПШ, безпека.

Abstract

The qualification work consists of: 92 pages of printed text, 7 figures, 18 tables, 37 references to literary sources.

The paper examines the design of a gas supply system for the village of Petrivka, Novokalchivka rural community, Berezivka district, Odesa region. It analyzes regulatory requirements for gas networks, their pressure-based classification, and requirements for safety, environmental performance, and operational reliability.

The feasibility of using a low-pressure gas network for a small settlement is substantiated. The advantages of polyethylene pipes compared with steel pipes are considered, including corrosion resistance, durability, ease of installation, and lower operating costs.

The practical part determines annual and maximum hourly gas consumption for the residential sector, public buildings, heating, ventilation, and hot water supply. The calculations take into account population size, building structure, climatic conditions, and the properties of natural gas.

Based on the calculations, a hydraulic analysis of the network is performed, pipe section diameters and pressure losses are determined, and gas pressure regulating equipment is selected. Occupational safety, operational safety, and the economic feasibility of the project are also considered.

The paper aims to substantiate technical solutions for creating a safe, reliable, and efficient gas supply system for a small settlement.

Keywords: gas supply, gas network, natural gas, polyethylene pipes, hydraulic calculation, cabinet-type gas regulating station, safety.

ЗМІСТ

Вступ.....	9
1. Планування та проєктування мереж газопостачання у населених пунктах	11
1.1. Нормативні вимоги до проєктування систем газопостачання.....	11
1.1.1. Основні вимоги безпеки.....	11
1.1.2. Екологічні вимоги.....	12
1.1.3. Експлуатаційні вимоги.....	13
1.2. Класифікація систем газопостачання	14
1.2.1. Класифікація систем газопостачання за тиском.....	14
1.2.2. Особливості застосування в малих населених пунктах.....	16
1.3. Особливості та методика проєктування систем газопостачання низького тиску.....	17
1.3.1. Основні принципи проєктування.....	17
1.4. Вибір труб для систем газопостачання	19
1.4.1. Сортамент поліетиленових труб для газопостачання.....	19
1.4.2. Критерії вибору матеріалу труб	21
1.4.3. Особливості монтажу	21
2. Розрахунок витрати газу в населеному пункті.....	23
2.1. Розрахункові витрати газу	23
2.2. Розрахунок витрат газу на господарсько-побутові потреби	

					КРБ.НТІТ.1.51-03.1.2			
Зм.	Арк.	№ Документа	Підпис	Дата				
Розробив		Галчук Г.Ю.			Розрахунково – пояснювальна записка	Літ.	Арк.	Аркушів
Перевірів		Василів О.Б.						
Затв.					гр ГН-449			

населення	30
2.3. Визначення витрат газу на опалення житлових і громадських будинків	31
2.4. Визначення витрат газу на централізоване гаряче водопостачання	33
2.5. Характеристика населеного пункту.....	34
2.6. Характеристика природного газу.....	35
2.7. Результати розрахунку годинних і річних витрат газу.....	40
3. Гідравлічний розрахунок газових мереж низького тиску.....	45
3.1. Загальні положення та класифікація розрахунків.....	45
3.2. Особливості гідравлічного розрахунку мереж низького тиску	46
3.3. Вихідні дані для аналітичного розрахунку	46
3.4. Алгоритм проектного розрахунку кільцевої газової мережі низького тиску 50	
3.5. Результати розрахунків газової мережі населеного пункту.....	55
4. Обладнання ГАЗОРЕГУЛЯТОРНОГО ПУНКТУ	64
4.1. Загальні відомості про ГРП	64
4.2. Обґрунтування вибору обладнання ГРП.....	65
4.3. Опис основного обладнання ГРП	65
4.3.1. Шафвий газорегуляторний пункт ГРПШ-05-2У1 з підігрівом.....	65
4.3.2. Регулятор тиску газу комбінований РДНК-400М.....	67
5. Економічна частина	74
5.1. Базисна кошторисна вартість	74

5.2.	Термін окупності	75
6.	ОХОРОНА ПРАЦІ ПРИ БУДІВНИЦТВІ ТА ЕКСПЛУАТАЦІЇ СИСТЕМИ ГАЗОПОСТАЧАННЯ СІЛЬСЬКОГО НАСЕЛЕНОГО ПУНКТУ	
	82	
6.1.	Нормативно-правова база у сфері охорони праці при газопостачанні	
	82	
6.2.	Вимоги безпеки при будівництві підземних газопроводів	83
6.3.	Організація газонебезпечних робіт при пуску газу	84
6.4.	Вимоги безпеки при експлуатації газорегуляторного пункту	85
6.5.	Дії персоналу в аварійних ситуаціях	86
6.6.	Засоби індивідуального та колективного захисту.....	87
	Висновки	88
	Перелік джерел посилання	89

					<i>КРБ.НТІТ.1.109-03.1.10</i>	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		8

ВСТУП

Газопостачання є однією з найважливіших складових інженерної інфраструктури населених пунктів. Для сільських громад надійне та ефективне забезпечення природним газом має особливе значення, оскільки безпосередньо впливає на якість життя населення, рівень енергетичної незалежності та соціально-економічний розвиток територій. Природний газ залишається найбільш доступним і зручним енергоносієм для опалення житла, приготування їжі, гарячого водопостачання та задоволення виробничих потреб у невеликих громадах.

Актуальність теми дипломного проекту обумовлена необхідністю розроблення сучасної, технічно обґрунтованої та економічно доцільної системи газопостачання для сільського населеного пункту. Запровадження мереж низького тиску в малих населених пунктах забезпечує вищий рівень безпеки в умовах компактної забудови, знижує витрати на монтаж і обслуговування, а також відкриває можливості для подальшого розширення мережі й підключення нових споживачів.

Метою дипломного проекту є розроблення проекту системи газопостачання сільського населеного пункту на базі мереж низького тиску з урахуванням сучасних нормативних вимог, технічних стандартів та умов конкретної території.

Для досягнення поставленої мети в дипломному проекті необхідно вирішити такі завдання:

- визначити розрахункові витрати газу для всіх категорій споживачів населеного пункту;
- розробити схему розподільної газової мережі низького тиску з урахуванням планувальної структури забудови та рельєфу місцевості;
- виконати гідравлічний розрахунок газопроводу та підібрати оптимальні діаметри труб;
- вибрати газорегуляторний пункт (ГРП) та обґрунтувати його параметри;

					КРБ.НТІТ.1.483-03.2.13	Арк.
						9
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- здійснити підбір матеріалів і обладнання відповідно до сучасних будівельних норм і стандартів;
- розробити заходи з безпеки експлуатації та охорони праці при будівництві й обслуговуванні системи газопостачання.

Об'єктом проєктування є система газопостачання сільського населеного пункту. Предметом проєктування – технічні рішення щодо трасування, розрахунку та облаштування розподільних газових мереж низького тиску.

					КРБ.НТІТ.1.483-03.2.13	<i>Арк.</i>
						10
<i>Змн.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>		

1. ПЛАНУВАННЯ ТА ПРОЄКТУВАННЯ МЕРЕЖ ГАЗОПОСТАЧАННЯ У НАСЕЛЕНИХ ПУНКТАХ

1.1. Нормативні вимоги до проєктування систем газопостачання

Проєктування систем газопостачання низького тиску для малих населених пунктів здійснюється на основі суворого дотримання чинних нормативно-правових актів, державних стандартів та галузевих нормативів [1–4,5]. Основними документами є:

- ДБН В.2.5-20:2018 «Газопостачання» – визначає вимоги до проєктування, будівництва, реконструкції, технічного переоснащення та експлуатації систем газопостачання населених пунктів, зокрема мереж низького тиску. Документ регламентує вибір схеми розподілу газу за тиском, мінімальні відстані, вимоги до матеріалів труб, способи захисту від корозії, порядок випробувань та інше [1].

- Правила безпеки систем газопостачання (затверджені наказом Міненерговугілля № 285 від 15.05.2015) – встановлюють вимоги до будівництва, безпечної експлуатації, ремонту та обслуговування систем газопостачання. Визначають обов'язки балансоутримувача, заходи щодо безпеки, процедури передпускових і пускових робіт, організацію технічного обслуговування, навчання персоналу та аварійні протоколи [2].

- ДСТУ EN 12007-1:2014, ДСТУ EN 15001-1:2014 – стандарти з проєктування, будівництва, випробування та експлуатації газопроводів (зокрема поліетиленових), гармонізовані з європейськими нормами [3, 4].

- Закон України «Про ринок природного газу» – встановлює правові та економічні основи функціонування ринку газу, регулює відносини між споживачами, операторами, постачальниками.

1.1.1. Основні вимоги безпеки

Безпека проєктування та експлуатації газопроводів низького тиску забез-

					КРБ.НТІТ.1.483-03.2.13	Арк.
						11
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

печується комплексом заходів, визначених ДБН, Правилами безпеки та галузевими стандартами:

- Визначення мінімально допустимих відстаней між газопроводами і будівлями, спорудами, іншими інженерними мережами (детально регламентовано в ДБН В.2.5-20:2018, додатки А, таблиці 4–6) [1].
- Забезпечення зручного і безпечного доступу до елементів мереж для технічного обслуговування та ліквідації аварій.
- Вимоги щодо захисту від корозії: застосування поліетиленових труб (ПЕ 80, ПЕ 100, згідно ДСТУ), антикорозійних покриттів, катодного захисту для сталевих труб.
- Встановлення запірної арматури, засобів для аварійного відключення і контролю витоків газу (див. Правила безпеки, розділи V, VI).
- Дотримання правил випробувань газопроводів на міцність і герметичність, зокрема пневматичних випробувань відповідно до категорії газопроводу та матеріалу труб.
- Проектування вузлів редукування тиску (ГРП, ШГРП), впровадження систем автоматизації й дистанційного моніторингу.

Згідно з нормативами, необхідно забезпечувати захист мережі від надлишкового тиску, випадкового пошкодження, впливу ґрунтових вод та хімічних речовин. Особливо важливо дотримуватися вимог до розміщення обладнання, ізоляції та сигналізації (див. Правила безпеки, ДБН, ДСТУ EN 12007-1:2014).

1.1.2. Екологічні вимоги

Проектування систем газопостачання повинно враховувати вплив мереж на навколишнє середовище:

- Мінімізація витоків і викидів метану в атмосферу, використання екологічно безпечних матеріалів та сучасних технологій будівництва;
- Організація санітарно-захисних зон навколо ГРС, ГРП, ШГРП;
- Проведення ОВД (оцінки впливу на довкілля) для нових об'єктів згідно із законом України «Про оцінку впливу на довкілля»;

					КРБ.НТІТ.1.483-03.2.13	Арк.
						12
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- Дотримання правил поводження з відходами під час будівництва та ремонту газових мереж (деталізовано в ДБН В.2.5-20:2018, розділ 14, 15).

1.1.3. Експлуатаційні вимоги

Експлуатація газових мереж низького тиску повинна здійснюватися відповідно до вимог нормативів та стандартів:

- Розробка регламентів технічного обслуговування і планових оглядів мережі (ДБН В.2.5-20:2018, Правила безпеки).

- Регулярний контроль стану трубопроводів, арматури, вузлів регулювання і захисних систем (автоматизовані системи діагностики, витокознахідники).

- Застосування сучасних автоматизованих систем виявлення витоків, моніторингу тиску, оперативного оповіщення персоналу у разі виникнення аварійних ситуацій.

- Підготовка та перепідготовка персоналу згідно з чинними програмами навчання (див. Правила безпеки, розділи III, VII).

- Організація аварійних служб і оперативного реагування на надзвичайні події.

- Обов'язкове маркування елементів мережі, наявність технічної документації, паспортів, систем обліку газу (див. також ДСТУ EN 15001-1:2014).

- Сучасні тенденції у нормативному забезпеченні

Постійне оновлення нормативної бази, впровадження стандартів ЄС, зростання вимог до енергоефективності, прозорості ринку та впровадження інновацій (дистанційний моніторинг, розумні мережі) визначають сучасний підхід до проектування систем газопостачання низького тиску [6; 7].

Усі ці аспекти повинні враховуватися при проектуванні систем газопостачання для малих населених пунктів, що є запорукою безпечної, надійної, енергоефективної та сучасної інфраструктури.

					КРБ.НТІТ.1.483-03.2.13	Арк.
						13
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

1.2.Класифікація систем газопостачання

1.2.1. Класифікація систем газопостачання за тиском

Проектування систем газопостачання населених пунктів базується на розподілі систем за тиском у мережі, що визначає технічні рішення, вибір обладнання та способи експлуатації. Основні види систем газопостачання, які виділяють за рівнем робочого тиску, – це системи високого, середнього та низького тиску. Кожен тип має свої особливості, сфери застосування та вимоги до проектування.

- **Високий тиск**

Газопроводи високого тиску (більше 0,6 МПа) використовуються для транспортування газу на значні відстані – від газовидобувних районів до основних центрів споживання, великих промислових підприємств та міських агломерацій. Для населених пунктів, особливо малих, мережі високого тиску зазвичай використовують лише для підведення газу до газорозподільних станцій (ГРС) або окремих великих об'єктів. Від ГРС газ надходить до мереж розподілу середнього або низького тиску, де відбувається його подальше регулювання та розподіл споживачам. Системи високого тиску відзначаються підвищеними вимогами до безпеки, надійності, контролю стану трубопроводів та антикорозійного захисту.

- **Середній тиск [5]**

Системи середнього тиску (від 0,005 до 0,6 МПа) відіграють роль проміжної ланки між магістральними газопроводами та мережами низького тиску. Їхнє основне призначення – забезпечення газом житлових районів, невеликих промислових підприємств, котелень та комунальних об'єктів. У малих населених пунктах системи середнього тиску часто є основою локального газопостачання: газ надходить безпосередньо до житлових будинків, де за допомогою регуляторів тиску знижується до необхідного рівня для побутових споживачів. Основна перевага середнього тиску – оптимальне поєднання простоти, безпеки та можливості прокладення мереж на різних глибинах і у складних умовах забудови. Саме тому такі системи набули широкого розповсюдження у сільській місцевості та

					КРБ.НТІТ.1.483-03.2.13	Арк.
						14
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

невеликих містах.

- **Низький тиск**

Мережі низького тиску (до 0,005 МПа, як правило – 3–5 кПа) – це основа безпечного та економічного газопостачання для малих населених пунктів і сільських громад. Саме вони призначені для безпосереднього підключення побутових і дрібних комунальних споживачів: житлових будинків, закладів освіти, об'єктів громадського харчування, соціальної інфраструктури, фермерських господарств.

Переваги мереж низького тиску:

- **Максимальний рівень безпеки:** низький тиск суттєво знижує ризики аварійних ситуацій та ускладнень при експлуатації, що особливо важливо у щільній і хаотичній забудові невеликих населених пунктів;
- **Простота та дешевизна монтажу:** мінімальні вимоги до товщини стінок труб і простота з'єднань дозволяють використовувати сучасні поліетиленові труби, а монтаж виконується швидко і без використання складної техніки;
- **Легкість обслуговування та модернізації:** мережі низького тиску легко піддаються локальній реконструкції, дозволяють без додаткових витрат підключати нових споживачів;
- **Мінімальні втрати та витрати:** зменшення робочого тиску дає менші вимоги до герметичності та менш суворі нормативи по енерговитратах, що знижує експлуатаційні витрати громади;
- **Економія матеріалів:** для мереж низького тиску використовують труби з меншими діаметрами й тоншими стінками, що робить систему дешевшою порівняно з мережами середнього й високого тиску;
- **Гнучкість і масштабованість:** такі системи легко розширюються за рахунок підключення додаткових гілок, абонентів та нових вулиць без зупинки основної мережі.

Особливі вимоги та рекомендації:

- **Проектування мереж низького тиску повинно виконуватись згідно**

					КРБ.НТІТ.1.483-03.2.13	Арк.
						15
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ДБН В.2.5-20:2018 та Правил безпеки, із суворим дотриманням мінімальних відстаней до будівель, об'єктів інфраструктури, інженерних комунікацій;

- Перевагу слід віддавати підземній прокладці із використанням поліетиленових труб, які забезпечують довговічність і відсутність корозії;
- Всі підключення виконуються через газорегуляторні пункти (ГРП, ШГРП), які забезпечують необхідний контроль та захист мережі від перевищення тиску;
- Мінімальний рекомендований тиск для житлових будинків згідно ДБН – 3 кПа (0,003 МПа), для об'єктів комунального призначення – 5 кПа (0,005 МПа) [1].
- Сфера застосування:
- Побутові споживачі, багатоквартирні та індивідуальні житлові будинки;
- Школи, дитячі садки, амбулаторії, громадські будівлі;
- Дрібні виробничі підприємства, фермерські господарства та соціальні об'єкти.

Мережі низького тиску для малих населених пунктів залишаються найкращим вибором з точки зору балансу безпеки, вартості будівництва й експлуатації, довговічності та простоти подальшої модернізації. Саме тому у сучасних проєктах газифікації малих громад цим системам надається пріоритет у порівнянні з іншими типами розподільчих мереж.

1.2.2. Особливості застосування в малих населених пунктах

У малих населених пунктах вибір типу системи газопостачання залежить від густоти забудови, структури споживання газу, наявності промислових споживачів і віддаленості від магістральних мереж. В умовах переважно житлової забудови та відсутності великих споживачів доцільним є використання одно- чи двоступеневої системи: газ подається від ГРС чи ГРП (газорегуляторного пункту) мережами середнього або низького тиску безпосередньо до споживачів. Од-

					КРБ.НТІТ.1.483-03.2.13	Арк.
						16
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

неступеневі системи з мережами середнього тиску особливо ефективні у сільських громадах та невеликих селищах, де використовують будинкові регулятори тиску, які знижують середній тиск до побутового рівня вже на місці споживання.

Для малих населених пунктів перевагою систем газопостачання низького або середнього тиску є спрощена експлуатація, гнучкість у підключенні нових споживачів, зниження витрат на матеріали та обслуговування [5].

1.3. Особливості та методика проєктування систем газопостачання низького тиску

1.3.1. Основні принципи проєктування

- Проєктування мереж низького тиску виконується відповідно до ДБН В.2.5-20:2018, Правил безпеки та ДСТУ EN 12007-1:2014, які регламентують вимоги до прокладання труб, матеріалів, відстаней і захисту [1–3].

- Вибір конфігурації мережі (кільцева, тупикова чи змішана) залежить від розміру населеного пункту, щільності забудови, структури споживання та перспектив розвитку.

- Проєктування має передбачати можливість подальшого розширення мережі та підключення нових споживачів.

2. Гідравлічний розрахунок

- Основне завдання – забезпечити необхідний тиск у найбільш віддалених точках мережі за максимального споживання.

- Витрати газу розраховують відповідно до укрупнених норм споживання або за паспортами газових приладів з урахуванням коефіцієнта одночасності (ДБН, додаток В) [1].

- Діаметр труб обирається на основі гідравлічного розрахунку з урахуванням допустимих втрат тиску (зазвичай не більше 300–500 Па на всю мережу низького тиску) [1].

3. Вимоги до прокладання труб

- Для підземної прокладки використовують поліетиленові труби

					КРБ.НТІТ.1.483-03.2.13	Арк.
						17
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ПЕ80/ПЕ100, що мають високу корозійну стійкість і гнучкість.

- Мінімальна глибина закладення труб – не менше 0,8 м (для поліетилену) та 1,0 м (для сталевих), з урахуванням глибини промерзання.
- Обов'язкове дотримання мінімальних відстаней до інших комунікацій, споруд, фундаментів, зазначених у ДБН (розділ 7, додаток А; таблиці 4–6).
- При перетині з іншими підземними мережами – трубопровід повинен бути у футлярі [1].

4. Вузли регулювання, безпека і облік

- Всі вводи у будинки, а також вузлові точки обладнують засобами для регулювання і захисту (ГРП, ШГРП, запірні арматури).
- Застосовують сучасні системи виявлення витоків, дистанційного моніторингу та автоматизації (європейський досвід – використання смарт-датчиків і інтеграція в SCADA).
- Обов'язкова установка вузлів обліку газу на вводах до будинків чи кварталів.

5. Методика проектування (європейський досвід):

- Широко використовується моделювання мереж у спеціалізованих програмах (наприклад, Synergi Gas, GASWorks), що дозволяє враховувати складну топологію, часову змінність споживання і аварійні сценарії.
- Впроваджуються елементи розумної інфраструктури – смарт-лічильники, дистанційне керування арматурою, автоматичний облік аварійних ситуацій.
- Особлива увага приділяється екологічній безпеці: зниження витоків, перехід на біогаз та Power-to-Gas (Франція, Німеччина).
- В проектній документації за європейськими стандартами чітко фіксуються всі етапи перевірок, випробувань, введення в експлуатацію, а також процедури аварійного реагування та навчання персоналу [6; 7].

					КРБ.НТІТ.1.483-03.2.13	Арк.
						18
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

1.4. Вибір труб для систем газопостачання

Сучасні системи газопостачання пред'являють підвищені вимоги до надійності, довговічності та економічності мереж, а тому вибір трубопроводів є ключовим етапом проектування. Матеріал, сортамент, діаметр та спосіб з'єднання труб безпосередньо впливають на безпеку, експлуатаційні витрати та тривалість служби системи [5, 11]. Для малих населених пунктів і сільських громад оптимальним рішенням стає застосування поліетиленових труб, які вже стали стандартом у країнах ЄС для мереж низького та середнього тиску [6, 7, 11]. Водночас у деяких випадках використовують сталеві труби – особливо для ділянок з підвищеним навантаженням, при складних умовах прокладання чи для мереж високого тиску [1]. Якість матеріалів та правильність монтажу визначають не лише надійність газопостачання, а й довгострокову економічну ефективність усього проекту. У цьому розділі розглянуто сучасні підходи до вибору труб для газових мереж, їхній сортамент, порівняльні характеристики поліетиленових і сталевих труб, а також рекомендації щодо вибору матеріалів з урахуванням світового досвіду.

1.4.1. Сортамент поліетиленових труб для газопостачання

Труби для систем газопостачання виготовляються згідно ДСТУ EN 1555-2:2012, з наступними параметрами [11]:

1. Діаметри: від 20 мм до 630 мм (номінальний діаметр SDR 11, SDR 17, SDR 17.6).
2. Робочий тиск: до 0,6 МПа (SDR 11 для ПЕ100), стандартна довжина відрізків: 6, 12, 13,5 м або в бухтах до 100 м для малих діаметрів.
3. Клас поліетилену: ПЕ80, ПЕ100 (ПЕ100 має кращу міцність і дозволяє експлуатувати труби під вищим тиском).
4. Температура експлуатації: від -20°C до +40°C (для більшості мереж; для критичних умов уточнюється виробником).
5. Маркування: труби для газу мають чорний колір із жовтими смугами

					КРБ.НТІТ.1.483-03.2.13	Арк.
						19
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

або повністю жовтий колір згідно EN 1555.

6. Метод з'єднання: зварювання встик (найбільш розповсюджено для великих діаметрів) або електрозварювальні фітинги.

7. Термін служби: не менше 50 років за стандартних умов експлуатації (температура до +20°C, робочий тиск до 0,6 МПа). В реальних умовах, за даними виробників та результатами експлуатації, термін служби може сягати 60 і більше років. При підвищених температурах або тиску, термін служби може коригуватися відповідно до розрахункових таблиць стандарту EN 1555-2.

8. Хімічна стійкість: труби не піддаються корозії, стійкі до впливу більшості кислот, лугів, солей та вологи.

9. Гнучкість: труби легко прокладаються навіть у складних ґрунтах, допускають обведення перешкод без додаткових фітингів (мінімальний радіус вигину – 15 діаметрів труби для холодної прокладки).

10. Витривалість до гідрударів: поліетиленові труби мають високу стійкість до раптових підвищень тиску

Приблизний сортамент труб, які виготовляються виробниками [11, 12, 13] наведений в табл. 1.1.

Таблиця 1.1 – Сортамент поліетиленові труби.

Зовнішній діаметр, мм	SDR 11 (стінка, мм)	SDR 17 (стінка, мм)
32	3,0	2,0
40	3,7	2,4
50	4,6	3,0
63	5,8	3,8
90	8,2	5,4
110	10,0	6,6
160	14,6	9,5
225	20,5	13,4
315	28,6	18,7
400	36,3	23,7
500	45,4	29,7
630	57,2	37,4

Також у зазначених джерелах надається детальна технічна інформація щодо маркування, товщини стінки, стандартних розмірів та рекомендації щодо монтажу поліетиленових труб для газу.

					КРБ.НТІТ.1.483-03.2.13	Арк.
						20
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

1.4.2. Критерії вибору матеріалу труб

Вибір труб для мереж газопостачання базується на кількох ключових параметрах:

- Робочий тиск і категорія системи;
- Агресивність середовища та умови прокладки (підземна/надземна);
- Корозійна стійкість, довговічність та ремонтпридатність;
- Вартість монтажу й експлуатації.

В таблиці 1.2 наведені порівняльні характеристики поліетиленових і сталевих труб [5, 6, 7, 11].

Таблиця 1.2 – Характеристики поліетиленових і сталевих труб

Ознака	Поліетиленові труби (ПЕ 80, ПЕ 100)	Сталеві труби
Корозійна стійкість	Висока, не потребують катодного захисту	Потребують захисту
Гнучкість/монтаж	Гнучкі, легкі, простий і швидкий монтаж	Важкі, трудомісткий монтаж
Діапазон діаметрів	16–630 мм	Широкий (до 1200 мм і більше)
Робочий тиск	До 0,6 МПа (ПЕ 100 SDR 11)	До 1,2 МПа і вище
Термін служби	50 років і більше	20–40 років
Вартість	Дешевше при малих/середніх діаметрах	Дорожче (особливо із захистом)
Вимоги до прокладання	Мінімальна глибина 0,8 м, можливість катушок	Мінімум 1,0 м, тільки прямі лінії
З'єднання	Зварювання встик, електрозварні фітинги	Зварювання, фланці, муфти

1.4.3. Особливості монтажу

Особливості монтажу газорозподільних мереж відіграють ключову роль у забезпеченні надійності, безпеки та довговічності всієї системи газопостачання.

					КРБ.НТІТ.1.483-03.2.13	Арк.
						21
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

На етапі монтажу реалізуються проєктні рішення щодо вибору матеріалу труб, способу їх з'єднання, організації захисту від корозії, а також заходів із контролю герметичності й випробування готової мережі. Від правильності технологічних операцій і дотримання вимог нормативної документації залежить не лише безаварійна експлуатація, але й мінімізація експлуатаційних витрат упродовж усього терміну служби газопроводів. Сучасний монтаж поліетиленових та сталевих труб базується на використанні новітніх зварювальних технологій, застосуванні сертифікованої арматури та впровадженні автоматизованих систем контролю якості робіт. Особлива увага приділяється заходам безпеки при роботі з газонебезпечними середовищами, маркуванню та ізоляції підземних ділянок, а також правильному веденню виконавчої документації. Дотримання сучасних стандартів монтажу є запорукою стабільної роботи систем газопостачання та гарантує відповідність вимогам ДБН і міжнародних норм [1; 5; 6; 7; 11].

Детальніше зупинимося на ключових особливостях монтажу газових мереж та критичних моментах, які визначають їхню експлуатаційну надійність.

- *Поліетиленові труби* ідеальні для підземної прокладки в мережах низького та середнього тиску. Мають низьку масу, легко гнуться (що дає змогу обходити перешкоди), забезпечують герметичність стиків при зварюванні.
- Місця переходу ПЕ-сталь виконують ізолюючими вставками, спеціальними фітінгами для надійності.
- *Сталеві труби* застосовуються для ділянок високого тиску, при складних умовах (наземна прокладка, промислові зони). Вимагають ретельного антикорозійного захисту, товсті стінки, контроль якості швів.

Висновок до розділу

У першому розділі проаналізовано нормативні вимоги, класифікацію систем газопостачання, особливості їх застосування в малих населених пунктах, а також вибір труб і монтаж газових мереж. Обґрунтовано доцільність побудови мереж низького тиску з поліетиленовими трубами.

					КРБ.НТІТ.1.483-03.2.13	Арк.
						22
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

2. РОЗРАХУНОК ВИТРАТИ ГАЗУ В НАСЕЛЕНОМУ ПУНКТІ

2.1. Розрахункові витрати газу

Проектування надійної системи газопостачання для сільської місцевості вимагає точного визначення двох ключових показників: річного та максимально-годинного (пікового) споживання газу всіма категоріями абонентів [14, 15]. Загальна річна потреба є базою для оцінки пропускної здатності зовнішньої газотранспортної мережі. Натомість максимальні годинні витрати слугують вихідними даними для виконання гідравлічного розрахунку розподільних газопроводів усіх ступенів тиску, а також для обґрунтованого підбору редуруючого обладнання ГРП та ГРС.

В Україні всі параметри природного газу (об'єм, витрати, фізико-хімічні властивості), які використовуються під час проектування (зокрема за чинними ДБН В.2.5-20:2018 «Газопостачання»), гідравлічних розрахунків та комерційного обліку, завжди розраховуються та приводяться до стандартних умов [1, 9, 10].

Згідно з вимогами «Кодексу газорозподільних систем» України та чинних стандартів, за стандартні умови для газу приймаються:

1. Температура: +20 °С (або 293,15 К).
2. Абсолютний тиск: 101,325 кПа (або 760 мм рт. ст., що дорівнює 1 стандартній атмосфері).
3. Вологість: дорівнює нулю (розрахунки ведуться для сухого газу).

Для одержання річних та пікових годинних витрат застосовують стандартизовані норми теплового (газового) споживання. Це усереднені показники, сформовані на основі аналізу фактичної роботи існуючих газових мереж населених пунктів і диференційовані за категоріями споживачів – житловий фонд, промислові підприємства, комерційні об'єкти тощо.

Під час розрахунку витрат газу та проектування мереж необхідно керуватися ДБН В.2.5-20:2018 “Газопостачання” [1], Кодексом газорозподільних систем, Правилами безпеки систем газопостачання та профільними стандартами

					КРБ.НТІТ.1.483-03.2.13	Арк.
						23
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

щодо трубопроводів і обладнання.

Основні групи споживачів природного газу в населеному пункті:

– Житлові будинки й багатоквартирні комплекси – газ використовується мешканцями для опалення, приготування їжі та інших побутових потреб.

– Комерційні будівлі та установи – офіси, магазини, ресторани, готелі, лікарні, школи, університети, де газ іде на опалення, гаряче водопостачання, кухонні процеси та інші комерційні операції.

– Промислові підприємства – заводи, фабрики, теплоелектростанції, теплові мережі та інші виробничі об'єкти споживають газ як енергоресурс для технологічних процесів і нагрівальних операцій.

– Громадські заклади – спортивні споруди, торгові центри, концертні зали та інші об'єкти громадського призначення застосовують газ для опалення й гарячого водопостачання.

Зазначені групи відрізняються за характером і величиною споживання, оскільки їхні потреби визначаються видом діяльності та режимом роботи.

Розрахунок річних витрат для житлових будинків, підприємств побутового обслуговування, закладів громадського харчування, установ охорони здоров'я та хлібопекарських виробництв проводять за нормативами теплових витрат, наведеними в ДБН В.2.5-20 [1], де подано методику визначення споживання тепла й газу для відповідних категорій споживачів.

Оскільки система газопостачання будується з урахуванням перспективи, річні витрати визначаються на кінець розрахункового періоду. Його тривалість обирають, виходячи з плану розвитку населеного пункту, який відображає прогнозоване зростання попиту на газ і зміну структури споживачів.

Норми теплоспоживання для житлового сектора наведено в таблиці 2.1 [1]. Річні витрати газу для житлових будинків, підприємств побутового обслуговування, закладів ресторанного господарства, хлібопекарень, кондитерських цехів і закладів охорони здоров'я визначають згідно з тепловими нормативами цієї таблиці [1].

					КРБ.НТІТ.1.483-03.2.13	Арк.
						24
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Якщо потрібної категорії споживачів немає в таблиці 2.1, витрати газу беруть за нормами інших видів палива або за фактичними даними споживання, коригуючи їх на коефіцієнт корисної дії обладнання під час переходу на газ.

При розробці генерального плану населеного пункту допускається приймати показники споживання газу, м³/рік на одну людину, при теплоті згоряння газу у 34 МДж/м³:

- за наявності централізованого гарячого водопостачання – 100 м³/(люд·рік);;
- за гарячому водопостачанні від газових водонагрівачів – 250 м³/(люд·рік);;
- за відсутності гарячого водопостачання – 125 м³/(люд·рік); (165 в сільській місцевості).

Якщо теплота згоряння газу, який застосовується, відрізняється від наведеної, укрупнені показники необхідно помножити на коефіцієнт:

$$K = 34 / Q_n \quad (2.1)$$

Де Q_n - теплота згоряння газу, який подається в мережу, МДж/м³.

Таблиця 2.1 Норми витрат теплоти для різних споживачів газу

Споживачі газу	Показник споживання	Норми витрат теплоти, МДж
1 Житлові будинки Газова плита + централізоване ГВП: – природний газ;	На 1 людину в рік	2 800
– СВГ	»	2 540
Газова плита + газовий водонагрівач (без централізованого ГВП): – природний газ;	»	8 000
– СВГ	»	7 300
Газова плита (без ГВП та водонагрівача): – природний газ;	»	4 600
– СВГ	»	4 240

2.1 Пральні (механізовані)	На 1 т біли- зни	8 800
Пральні (немеханізовані із сушильними ша- фами)	»	12 600
Пральні (механізовані + сушіння + прасу- вання)	»	18 800
Дезкамери (парові)	»	2 240
Дезкамери (гарячеповітряні)	»	1 260
Лазні (без ванн)	На одне миття	40
Лазні (з ваннами)	»	50
2.2 Їдальні, ресторани, кафе (обіди)	На 1 обід	4,2
Сніданки та вечері	На 1 прийом їжі	2,1
2.3 Лікарні, пологові будинки (приготування їжі)	На 1 лі- жко/рік	3 200
Лікарні (гаряча вода для потреб без прання)	»	9 200
3 Хлібозаводи (хліб формовий)	На 1 т виро- бів	2 500
Хліб подовий, батони, булочки	»	5 450
Кондитерські вироби	»	7 750

Річний обсяг теплової енергії на підприємства торгівлі та невиробничі об'єкти побутового обслуговування не повинен перевищувати 5 % сумарних витрат на опалення житлового фонду. Річні теплові потреби для технологічних процесів промислових і сільськогосподарських підприємств визначаються на основі фактичного споживання палива або чинних технологічних нормативів [1, 9, 10].

Річні витрати теплоти на приготування кормів і підігрів води для тварин необхідно приймати за таблицею 2.2 [9].

					КРБ.НТІТ.1.483-03.2.13	Арк.
						26
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

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

Призначення газу	Одиниця виміру	Норми витрати теплоти на потреби тварин, МДж
Приготування кормів (запарювання грубих кормів та коренеплодів)	Один кінь	1700
	Одна корова	8400
	Одна свиня	4200
Підігрів води для пиття та санітарних потреб	Одна тварина	420

Річний обсяг газоспоживання визначають шляхом підсумування нормативних річних потреб усіх категорій споживачів (житловий фонд, промисловість, комерція тощо) з урахуванням прогнозованого приросту й ККД обладнання. Максимальну годинну витрату одержують, помноживши пікові потреби окремих груп на відповідні коефіцієнти одночасності, що дає змогу виконати гідравлічні розрахунки мереж і підібрати регулюючу апаратуру.

Максимальну розрахункову годинну витрату газу Q_d^h , м³/год, на господарсько-побутові та виробничі потреби визначають як частку річної витрати за формулою:

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

де K_{max}^h - коефіцієнт годинного максимуму (коефіцієнт переходу від річної витрати до максимальної розрахункової годинної витрати газу);

Q_y - річна витрата газу, м³/рік.

Коефіцієнт годинного максимуму витрат газу слід приймати диференційовано для кожного району газопостачання, мережі якого представляють самостійну систему, що гідравлічно не пов'язана із системами газопроводів того ж тиску інших районів.

Значення коефіцієнтів годинного максимуму витрат газу на господарсько-побутові потреби в залежності від кількості населення, яке забезпечується газом,

наведені в табл. 2.3 [1], а для лазень, пралень, закладів ресторанного господарства і підприємств з виробництва хліба та кондитерських виробів - в табл. 2.4 [1].

Розрахункову годинну витрату газу для суб'єктів господарювання (за винятком наведених у табл. 2.4) визначають за даними паливоспоживання або за формулою (2.3), виходячи з річної витрати газу з урахуванням коефіцієнтів годинного максимуму в галузях промисловості.

Таблиця 2.3 – Значення коефіцієнтів годинного максимуму витрат газу на господарсько-побутові потреби [1]

Кількість жителів, тис.	Коефіцієнт годинного максимуму витрат газу K_{max}^h , (без опалення)
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 відокремлених житлових районів, окремих вулиць, груп житлових будинків при кількості жителів до 0,5 тисяч осіб розрахункову годинну витрату газу визначають за формулою (2.3) [1].

Таблиця 2.4 – Значення коефіцієнтів годинного максимуму витрат газу для окремих категорій об'єктів [1]

Об'єкти	Коефіцієнт годинного максимуму витрат газу (без опалення), K_{max}^h
Лазні	1/2 700
Пральні	1/2 900
Їдальні, ресторани, кафе	1/2 000
Хлібозаводи, хлібокомбінати, пекарні	1/6 000

Для окремих житлових та громадських будинків розрахункові годинні витрати газу, м³/год, визначають за сумою номінальних витрат газовими приладами з урахуванням коефіцієнтів одночасності їх дії:

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

K_{sim} - коефіцієнт одночасності, значення якого слід приймати для житлових будинків за додатком В ДБН В.2.5-20:2018 [1]; ;

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

n_i - кількість однотипних приладів, шт.;

m - кількість типів приладів або груп приладів, шт.

Розрахункові річні та годинні витрати теплоти на потреби опалення, вентиляції та гарячого водопостачання слід визначати згідно з вимогами ДБН В.2.5-64 [13], ДБН В.2.5-67 [14] та ДБН В.2.5-39 [17].

Гідравлічні режими експлуатації розподільчих газопроводів низького, середнього й високого тиску слід вибирати так, щоб за максимально допустимих втрат тиску отримати найекономічнішу й водночас надійну систему, яка гарантує стабільну роботу ГРП, ГРПБ, ШГРП, ПГРП, а також справний функціонал пальників газового обладнання в межах допустимих тисків.

Розрахункові внутрішні діаметри таких газопроводів потрібно визначати гідравлічними розрахунками, забезпечуючи безперебійне й безпечне постачання газу всім споживачам у години пікового навантаження.

2.2. Розрахунок витрат газу на господарсько-побутові потреби населення

Річна витрата тепла на господарсько-побутові потреби населення у житлових будинках обчислюється за формулою

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

де H_i – норма витрати тепла на одну людину в рік залежно від асортименту газових приладів у квартирі (таблиця 2.1), МДж/(люд·рік); N_i - кількість жителів, що проживають у квартирах з i -им асортиментом газових приладів.

Річна витрата тепла на утримання тварин знаходиться за формулою

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

де $H_{\text{ТВ}_i}$ - річна норма витрати тепла на утримання тварини певного виду (табл. 2.2), МДж;

$N_{\text{ТВ}_i}$ - кількість тварин певного виду, які утримуються населенням.

Загальна кількість тепла на господарсько-побутові потреби для житлового сектора

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

Річна витрата газу на господарсько-побутові потреби житлового сектору знаходиться за формулою

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

де $Q_{\text{рн}}$ - нижча теплота згорання природного газу, МДж/м³, що визначається за складом газу

					КРБ.НТІТ.1.483-03.2.13	Арк.
						30
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$Q_{рн} = \sum Q_{рнi} r_i \quad (2.8)$$

$Q_{рнi}$ - теплота згорання i -ого компонента природного газу, МДж/м³;

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

Для врахування нерівномірності споживання газу система газопостачання населених пунктів розраховується на максимальну годинну витрату газу. Максимальна годинна витрата газу на господарсько-побутові потреби населення визначається за формулою:

$$Q_{гпmax}^{\Gamma} = k_{max} Q_{гпзар}^{\Gamma} \quad (2.9)$$

2.3. Визначення витрат газу на опалення житлових і громадських будинків

Згідно з нормативним документом [13, 14] витрати тепла на опалення будівель обчислюються наступним чином. Визначається максимальний тепловий потік (Вт) на опалення житлових і громадських будівель:

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

де k_1 - коефіцієнт, що враховує тепловий потік на опалення громадських будівель, при відсутності інших даних можна 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, поверховості будинків, терміну і технології його будівництва;

N_{oi} - кількість жителів, у будинках з певною поверховістю та терміном будівництва;

f - норма загальної житлової площі на одну людину, для України приймається $f = 18-20$ м².

					КРБ.НТІТ.1.483-03.2.13	Арк.
						31
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Значення укрупненого показника максимального теплового потоку на опалення 1 м² загальної житлової площі приймаються згідно з СНП 2.04.07 [14] і ДБН В.2.5-67 [14].

Знаходиться максимальна годинна витрата тепла на опалення житлових і громадських будівель (Дж/год)

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

Максимальна годинна витрата газу на опалення, м³/год

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

де η_0 – ККД опалювальних пристроїв: для опалювальних печей $\eta_0 = 0,6-0,65$, для опалювальних котлів $\eta_0 = 0,8-0,85$ (при відсутності паспортних даних).

Середня годинна витрата газу на опалення житлових і громадських будівель знаходиться за формулою

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

де t_{BH} - розрахункова температура повітря всередині приміщення, що обігрівается, приймається $t_{BH} = 18$ °С;

t_{o_m} - середня температура за опалювальний сезон зовнішнього повітря, залежить від кліматичних умов згідно з ДБН В.2.5-67:2013 [14];

t_o - розрахункова температура повітря для проектування опалення згідно зі ДБН В.2.5-67:2013 [14].

Витрата газу за рік на опалення житлових і громадських будівель:

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

де n_0 - нормативна тривалість опалювального сезону згідно зі СНП 2.01.01 [18].

					КРБ.НТІТ.1.483-03.2.13	Арк.
						32
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

2.4.Визначення витрат газу на централізоване гаряче водопостачання

Витрати газу для системи централізованого гарячого водопостачання (ГВП) визначаються на основі нормативних або фактичних обсягів споживання гарячої води, теплових навантажень і розрахункової різниці температур між холодною та заданою температурою гарячої води. Отриману потребу в теплі перераховують у витрату природного газу, застосовуючи нижчу теплоту згоряння та коефіцієнт корисної дії котельного обладнання [17].

Середній тепловий потік (Вт) на централізоване гаряче водопостачання:

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

де q_h - укрупнений показник середнього теплового потоку на ГВП для однієї людини, приймається згідно з таблицею 2.5 залежно від норми витрати гарячої води за добу [1, 17];

N_h - кількість жителів, що користуються централізованим ГВП.

Середня годинна витрата тепла (Дж/год) на централізоване ГВП

$$Q_{h_m}^T = 3600 Q_{h_m} \quad (2.16)$$

Таблиця 2.5 - Укрупнені показники середнього теплового потоку (Вт) на централізоване гаряче водопостачання [1, 17]

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

Визначається середня годинна витрата газу (м³/год) на централізоване

ГВП за формулою

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

де η_B - ККД установок для підігріву води, якщо підігрів води здійснюється на котельні, приймається $\eta_B = \eta_0$.

Максимальна годинна витрата газу на централізоване ГВП може бути орієнтовно знайдена за формулою

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

Річна витрата газу на централізоване ГВП знаходиться за формулою

$$Q_{h_{річ}}^{\Gamma} = \cong Q_{h_m}^{\Gamma} \cdot 24 \cdot 365 \quad (2.19)$$

2.5. Характеристика населеного пункту

Петрівка – село Новокальчівської сільської громади в Березівському районі Одеської області, Україна. Населення становить 530 осіб.

Оскільки для кожного окремого села чи координати кліматичні норми не прописуються, для теплотехнічних розрахунків приймаються дані найближчої репрезентативної метеорологічної станції. Згідно з чинним ДСТУ-Н Б В.1.1-27:2010 «Будівельна кліматологія» (Таблиця 1), для цього району використовуються кліматичні параметри міста Миколаїв.

Ось необхідні розрахункові дані:

1. Розрахункова температура повітря для проектування опалення: -19°C
(Визначається як температура зовнішнього повітря найхолоднішої п'ятиденки із забезпеченістю 0,92).
2. Розрахункова температура повітря для проектування вентиляції (t_H): -10°C . Ця температура визначається як температура зовнішнього повітря із забезпеченістю 0,94 для холодного періоду).
3. Середня за опалювальний період температура зовнішнього повітря: $+0,5^{\circ}\text{C}$. Визначається для періоду із середньодобовою температурою повітря \leq

					КРБ.НТІТ.1.483-03.2.13	Арк.
						34
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

8 °C).

4. Тривалість опалювального періоду (n_0): 166 діб. Кількість днів із середньодобовою температурою повітря ≤ 8 °C.
5. Розрахункова температура повітря усередині житлових приміщень ($t_{вн}$): Регламентується санітарними нормами та ДБН В.2.2-15:2019 «Житлові будинки. Основні положення» (Таблиця 1). Базові показники:
 - Житлові кімнати: +20 °C
 - Кутові житлові кімнати: +22 °C
 - Кухні: +19... +21 °C (залежить від типу плити)
 - Ванні кімнати / суміщені санвузли: +24 °C

Для загального розрахунку тепловтрат стандартного житлового будинку приймаємо усереднену температуру +20 °C.

2.6. Характеристика природного газу

Природний газ – це багатокомпонентна суміш, основною горючою складовою якої є метан (CH_4). Окрім нього, до складу палива входять важчі вуглеводні: етан, пропан, ізомери бутану (ізобутан та н-бутан), ізомери пентану (ізопентан, н-пентан), а також фракції гексанів і вищих вуглеводнів (C_6+). Невіддільною частиною суміші є також негорючі баластні компоненти – азот (N_2) та діоксид вуглецю (CO_2). Незважаючи на такий складний склад, завдяки домінуючій частці метану природний газ залишається одним із найчистіших традиційних енергоресурсів: при його спалюванні утворюється значно менше вуглекислого газу, оксидів азоту та сірки порівняно з вугіллям чи нафтою. Детальний компонентний склад досліджуваного газу наведено в табл. 2.6. Оскільки в газових мережах низького тиску параметри суміші далекі від критичних, для математичного опису її термодинамічного стану зазвичай застосовують рівняння стану ідеального газу.

					КРБ.НТІТ.1.483-03.2.13	Арк.
						35
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

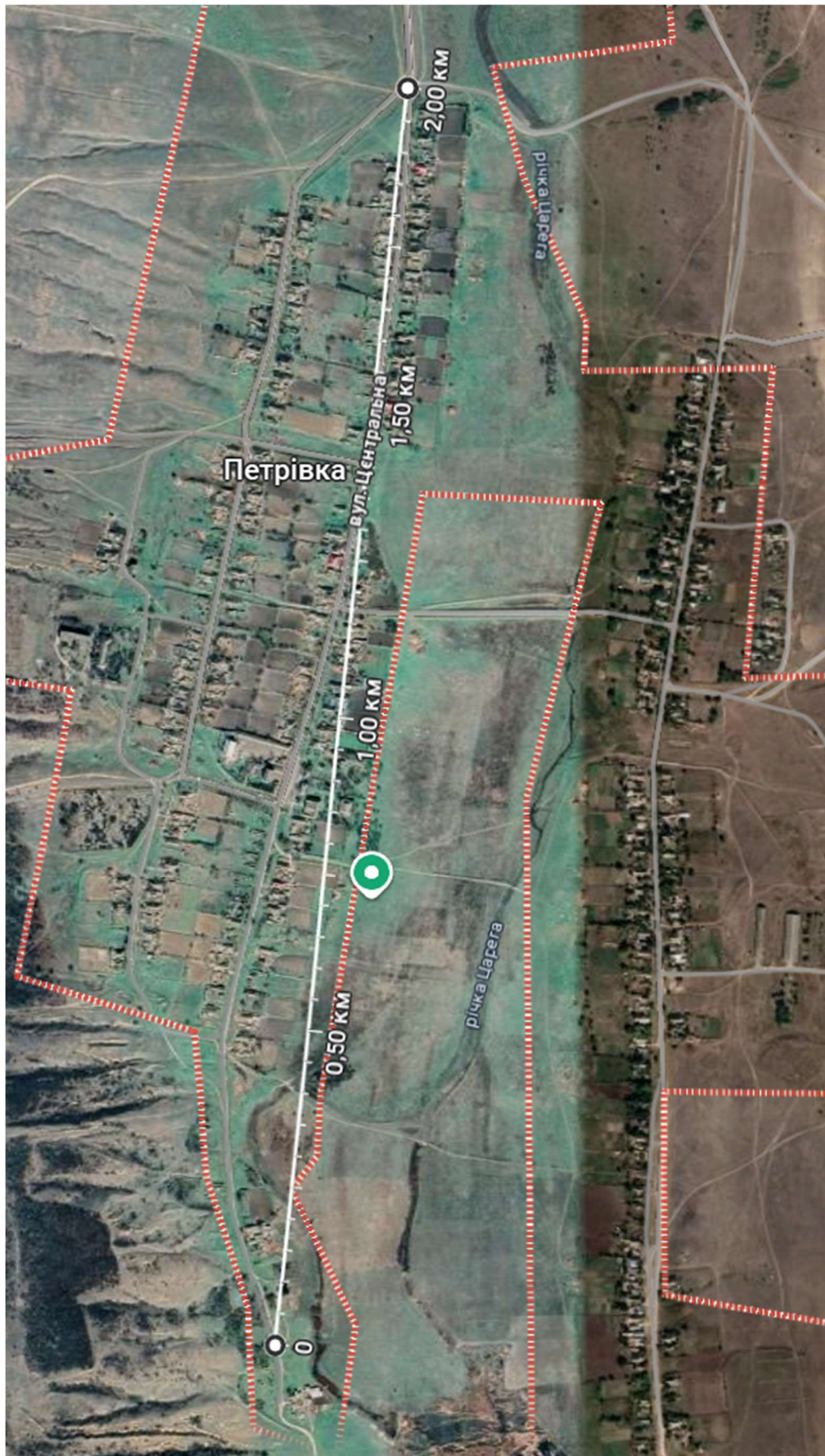


Рисунок 2.1 – Карта населеного пункту с. Петрівка

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

КРБ.НТІТ.1.483-03.2.13

Це рівняння має наступний вигляд:

$$PV = nRT$$

де:

- P – тиск газу, Па;
- V – об'єм газу, м³;
- n – кількість речовини газу, моль;
- R – універсальна газова стала, приймаємо 8.314 Дж/(моль·К);
- T – абсолютна температура газу, К.

Це рівняння описує взаємозв'язок між макроскопічними параметрами газу: тиском, об'ємом, температурою та кількістю речовини. Проте модель Клапейрона є ідеалізованою, оскільки вона не враховує власний об'єм молекул та сили міжмолекулярної взаємодії.

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

Метан (C1)	93.2073%
Етан (C2)	3.5843%
Пропан (C3)	0.9622%
ізо-Бутан (і-C4)	0.1526%
н-Бутан (н-C4)	0.1634%
ізо-Пентан (і-C5)	0.0381%
н-Пентан (н-C5)	0.0286%
Гексани+ (C6+)	0.0383%
Азот (N ₂)	0.7436%
Діоксид вуглецю (CO ₂)	1.0817%

Сума об'ємних часток $x_i = 1.0000$ (100%)

У реальних умовах природний газ має об'єм та взаємодії між молекулами, що потребує введення поправок на реальність газу [9, 10, 19]

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

де P - абсолютний тиск газу, ρ - густина газу при тиску P і температурі T , z - коефіцієнт стисливості (надстисливості) газу $z = 0.9999$ (близький до 1), R - газова стала, T - абсолютна температура газу.

Із рівняння стану газу (2.20) випливає, що густина газу є функцією тиску і температури. Знаючи склад природного газу, легко можна визначити його густину за нормальних умов.

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

$$\mu = 16.043 \cdot 0.9321 + 30.070 \cdot 0.0358 + 44.097 \cdot 0.0096 + 58.124 \cdot 0.0015 + 58.124 \cdot 0.0016 + 72.151 \cdot 0.0004 + 72.151 \cdot 0.0003 + 86.177 \cdot 0.0004 + 28.013 \cdot 0.0074 + 44.010 \cdot 0.0108 = 17.405 \text{ кг/кмоль}$$

де μ_i - молярна маса i -ого компонента природного газу.

Знаходимо молярну масу природного газу за формулою

Обчислюємо густину газу за нормальних умов

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

газова стала

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

$$R = \frac{8314.3}{17.405} = 477.71$$

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

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

$$\Delta = \frac{287.04}{477.71} = 0.6009$$

					КРБ.НТІТ.1.483-03.2.13	Арк.
						38
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$\rho_n = 1,2044 \quad (2.25)$$

$$\rho_n = 1,293 \cdot 0,6009 = 0,7499.$$

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

Гідравлічні розрахунки газових мереж пов'язані з використанням поняття в'язкості газу. Динамічний μ і кінематичний ν коефіцієнти в'язкості газу зв'язані між собою таким чином

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

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. Варто врахувати, що в'язкість газових сумішей не є адитивною властивістю. 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.

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

$$\begin{aligned} \eta &= (10.30 \cdot 0.9321 + 8.46 \cdot 0.0358 + 7.36 \cdot 0.0096 + 6.70 \cdot 0.0015 + 6.29 \cdot 0.0016 + \\ &6.99 \cdot 0.0004 + 6.99 \cdot 0.0003 + 6.50 \cdot 0.0004 + 15.69 \cdot 0.0074 + 13.80 \cdot 0.0108) \cdot 10^{-6} \\ &= 10.2680 \cdot 10^{-6} \text{ Па}\cdot\text{с} \end{aligned}$$

Природний газ є високоенергетичним паливом. Його енергійна потужність вимірюється у джоулях. Для визначення теплоти згорання природного газу використовується хроматографічний метод. Цей метод передбачає визначення компонентного складу природного газу за допомогою газової хроматографії. Знаючи вміст кожного горючого компонента (метан, етан, пропан, бутан тощо) та їхні

					КРБ.НТІТ.1.483-03.2.13	Арк.
						39
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

індивідуальні теплоти згорання, можна розрахувати теплоту згорання газової суміші. Зазвичай використовується зважене середнє теплот згорання компонентів з урахуванням їхньої молярної частки.

Теплота згорання природного газу визначається як кількість тепла, яка виділяється при повному згоранні одиниці об'єму або маси газу. Розрізняють:

- Вища теплота згорання: Кількість теплоти, що виділяється при повному згоранні одиниці об'єму або маси газу, за умови, що водяна пара, яка утворюється в процесі згорання, повністю конденсується, а виділене тепло враховує теплоту конденсації цієї пари.
- Нижча теплота згорання: Кількість теплоти, що виділяється при повному згоранні одиниці об'єму або маси газу, за умови, що водяна пара, яка утворюється в процесі згорання, залишається в газоподібному стані, і теплота її конденсації не враховується.

Для практичних розрахунків та комерційного обліку природного газу часто використовується нижча теплота згорання, оскільки в більшості газовикористовуючих установок водяна пара не конденсується повністю, і теплота її конденсації не може бути ефективно використана.

$$Q_{рн} = \frac{\sum Q_{рнi} r_i}{z} \quad (2.28)$$

де $Q_{рнi}$ – нижча теплота згорання i -ого компонента газу;

z - коефіцієнт стисливості для суміші за стандартних умов.

Обчислюємо нижчу теплоту згорання природного газу

$$Q_{рн} = 33.952 \cdot 0.9321 + 60.434 \cdot 0.0358 + 86.134 \cdot 0.0096 + 111.660 \cdot 0.0015 + 111.750 \cdot 0.0016 + 137.280 \cdot 0.0004 + 137.380 \cdot 0.0003 + 163.000 \cdot 0.0004 = 35.148 \text{ МДж/м}^3.$$

$$Q_{рн} = 35.148 / 0.9999 = 35.151 \text{ МДж/м}^3.$$

2.7. Результати розрахунку годинних і річних витрат газу

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

					КРБ.НТІТ.1.483-03.2.13	Арк.
						40
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

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

Параметр	Значення параметра
Кількість жителів	530
Кількість дворів	227
кількість домашніх тварин:	
корів	111
коней	19
Свиней	108
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
споруджені після 1985 р.	30
одно-двоповерхові	90
три-чотириповерхові	10
Розрахункова температура повітря для проєктування опалення $t_o, ^\circ\text{C}$	-19
Розрахункова температура повітря для проєктування вентиляції $t_H, ^\circ\text{C}$	-10

Параметр	Значення параметра
Середня за опалювальний період температура зовнішнього повітря $t_{om}, ^\circ\text{C}$	0.5
Розрахункова температура повітря усередині житлових приміщень $t_{вн}, ^\circ\text{C}$	20
Тривалість опалювального періоду n_0 , діб	166

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

$0,70 \cdot 530 = 371$ жителя, із них проживає:

в одно-двоповерхових будинках

$0,9 \cdot 371 = 334$ жителя;

в три-чотиріповерхових будинках $0,1 \cdot 371 = 37$ жителів;

у будинках, що збудовані після 1985 року проживає

$0,30 \cdot 530 = 159$ жителів, із них проживає:

в одно-двоповерхових будинках $0,90 \cdot 159 = 143$ жителя;

в три-чотиріповерхових будинках $0,10 \cdot 159 = 16$ жителів;

Використовуючи вихідні дані щодо чисельності населення, поверховості та періоду спорудження будівель, за формулою (2.10) обчислюємо максимальний тепловий потік на опалення житлових і громадських будівель

$$Q_{o_{max}} = 1,25 \cdot 20 \cdot (208 \cdot 334 + 120 \cdot 37 + 169 \cdot 143 + 93 \cdot 16) = 2489145 \text{ Вт}$$

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

$$Q_{o_{max}}^T = 3600 \cdot 2489145 \cdot 10^{-6} = 8961 \text{ МДж/год.}$$

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 $\eta_0 = 0,8$

$$Q_{o_{max}}^G = \left(\frac{0.35}{0.6} + \frac{0.65}{0.8} \right) \frac{8961}{35,151} = 355.8$$

					КРБ.НТІТ.1.483-03.2.13	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		42

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

$$Q_{om}^{\Gamma} = 355.8 \frac{20 - 0.5}{20 - (-19)} = 177.9$$

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

$$Q_{оріч}^{\Gamma} = 177.9 \cdot 24 \cdot 166 \cdot 10^{-3} = 708,8 \text{ тис. м}^3.$$

Знаходимо максимальний тепловий потік на вентиляцію громадських будівель [14]:

$$Q = 0.25 \cdot 0,4 \cdot 20 \cdot (69451,2 + 4452) + 0,25 \cdot 0,6 \cdot 20(24183,9 + 1478.7) = 224794$$

Вт.

Визначаємо максимальну годинну витрату тепла на вентиляцію громадських будівель [14]:

$$Q_{omax}^{\Gamma} = 3600 \cdot 224794 \cdot 10^{-6} = 809,3 \text{ МДж/год.}$$

Знаходимо максимальну годинну витрату газу на вентиляцію громадських будівель за формулою [14]:

$$Q_{omax}^{\Gamma} = \left(\frac{0.35}{0.6} + \frac{0.65}{0.8} \right) \frac{809,3}{35,151} = 32,1$$

Обчислюємо середню годинну витрату газу на вентиляцію громадських будинків [14]:

$$Q_{om}^{\Gamma} = 32,1 \frac{20 - 0.5}{20 - (-10)} = 20,9$$

Річна витрата газу на вентиляцію громадських будівель [14]:

$$Q^{\Gamma} = 20,9 \cdot 16 \cdot 166 \cdot 10^{-3} = 55,5 \text{ тис. м}^3.$$

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

					КРБ.НТІТ.1.483-03.2.13	Арк.
						43
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

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	65.2	130.5
Витрати газу на опалення житлових і громадських будівель	355.8	708.8
Витрати газу на вентиляцію громадських будівель	32.1	55.5
Разом	453.2	894.8

Висновки до розділу.

В результаті проведеного розрахунку витрат газу для потреб населеного пункту визначено, що максимальна годинна витрата газу становить 453,2 м³/год. Річне споживання газу становить 894,8 тис.м³/рік.

					КРБ.НТІТ.1.483-03.2.13	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		44

3. ГІДРАВЛІЧНИЙ РОЗРАХУНОК ГАЗОВИХ МЕРЕЖ НИЗЬКОГО ТИСКУ

3.1. Загальні положення та класифікація розрахунків

Гідравлічний розрахунок є центральним етапом проектування газопровідних систем. Його головна мета – визначити внутрішні діаметри трубопроводів, що забезпечують нормативну пропускну здатність за допустимих перепадів тиску в усіх режимах роботи мережі [1, 9, 10]. Усі розрахунки виконуються на максимальній можливій витраті газу в години пікового споживання, охоплюючи промислових (виробничих і сільськогосподарських), комунально-побутових та індивідуальних побутових споживачів, зокрема навантаження на опалення і гаряче водопостачання.

Специфіка розподілу навантажень залежить від категорії газопроводу. У мережах середнього та високого тиску витрати споживачів розглядаються як зосереджені (вузлові) навантаження. Для мереж низького тиску, крім зосереджених, обов'язково враховують рівномірно розподілене навантаження вздовж ділянок, що відображає підключення побутових споживачів [1, 20].

Залежно від топології газопровідної системи, розрізняють чотири основні типи гідравлічних розрахунків:

- кільцеві мережі високого і середнього тиску;
- тупикові мережі високого і середнього тиску;
- багатокільцеві мережі низького тиску;
- тупикові мережі низького тиску.

Вихідні дані для виконання гідравлічного розрахунку включають [1, 9]:

- розрахункову схему газопроводу – спрощений план мережі з нумерацією та довжинами всіх ділянок, складений на основі топографічного плану газифікованого району; усі ділянки умовно випрямляються, а їхні повні довжини включають усі вигини та повороти;
- годинні витрати газу у всіх точках підключення споживачів до мережі;

					КРБ.НТІТ.1.483-03.2.13	Арк.
						45
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

– допустимі перепади тиску – граничні значення втрат тиску, нормовані відповідно до категорії мережі.

3.2. Особливості гідравлічного розрахунку мереж низького тиску

Газопроводи низького тиску призначені для транспортування газу до житлових і громадських будівель та підприємств побутового обслуговування. Максимально допустимий тиск у внутрішньобудинкових газопроводах житлових будівель становить 3 кПа, а для підприємств побутового обслуговування невиробничого характеру і громадських будівель – 5 кПа [1].

Гідравлічний розрахунок мереж низького тиску виконується з двома взаємопов'язаними цілями: визначення раціональних діаметрів трубопроводів та забезпечення гарантованого постачання газу в години максимального споживання. Водночас розрахунок спрямований на формування економічно ефективних і надійних режимів роботи за допустимих перепадів тиску, що забезпечує стабільну роботу газорегуляторних пунктів (ГРП) і оптимальні умови для газоспоживального обладнання [1, 20, 21].

Рух газу в газопроводах низького тиску охоплює область ламінарного, перехідного та турбулентного режимів течії. Вибір розрахункової формули для визначення втрат тиску на тертя здійснюється залежно від числа Рейнольдса, що характеризує режим течії на кожній конкретній ділянці.

Для проектування газових мереж низького тиску застосовують два основні методи розрахунку. Перший – графоаналітичний – виконується за допомогою спеціальних номограм і таблиць. Другий – аналітичний – базується на математичних моделях, реалізованих у вигляді обчислювальних алгоритмів і комп'ютерних програм. В основу аналітичного методу покладено спрощені розрахункові моделі для визначення втрат тиску на ділянках газопроводів, а відповідні формули регламентовані ДБН В.2.5-20:2018 [1].

3.3. Вихідні дані для аналітичного розрахунку

Аналітичний метод гідравлічного розрахунку кільцевої газової мережі низького тиску потребує наступних вихідних даних [1, 9, 20]:

– карта проекрованої газової мережі населеного пункту (рис. 3.1);

					КРБ.НТІТ.1.483-03.2.13	Арк.
						46
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- довжини ділянок і розрахункові витрати газу на кожній ділянці газової мережі;
- допустимий перепад тиску в мережі $\Delta P_{доп} = 1\ 200\ Па$;
- 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 ke .

Метою розрахунку є підбір діаметрів ділянок мережі, за яких повністю реалізується допустимий перепад тиску, а закони Кірхгофа виконуються із заданою точністю [20, 21].

За результатами обробки картографічних матеріалів виділено 8 контурів у мережі. На рис. 3.2 наведений план газової мережі низького тиску з довжинами ділянок, тупиковими ділянками (позначені лініями зі стрілками) та нумерацією контурів і вузлових точок. Кількість ділянок у кожному контурі наведено в таблиці 3.1. Ділянки 12–14 і 11–13 розглядаються як розгалужені; решта утворюють кільцеву мережу [20].

Таблиця 3.1 – Кількість ділянок в кожному контурі

Номер контуру	Число ділянок
№ I.	4
№ II.	4
№ III.	5
№ IV.	4
№ V.	5
№ VI.	6
№ VII.	7
№ VIII.	5

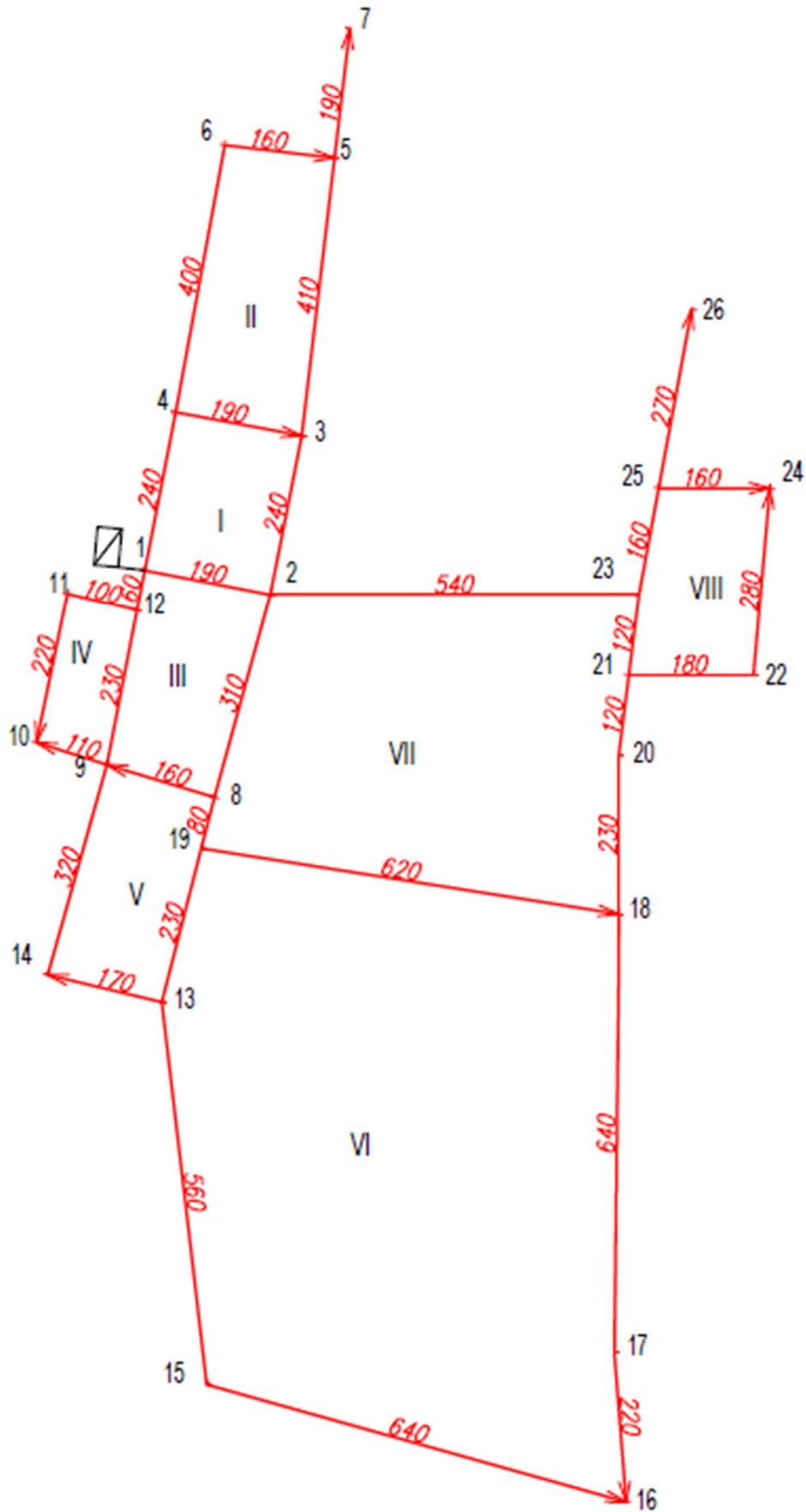


Рис. 3.2 – План газової мережі низького тиску з контурами та відповідними тупиковими ділянками

					КРБ.НТІТ.1.483-03.2.13	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		49

3.4. Алгоритм проектного розрахунку кільцевої газової мережі низького тиску

Алгоритм проектного гідравлічного розрахунку кільцевої газової мережі низького тиску реалізується методом послідовних наближень і ґрунтується на вимогах ДБН В.2.5-20:2018 [1] та рекомендаціях галузевих методик [20, 21]. Нижче наведено послідовність кроків цього алгоритму.

На першому етапі складається список доступних стандартних діаметрів труб і вводиться повний набір вихідних даних: фізичні характеристики газу, його температура, абсолютна шорсткість внутрішньої поверхні труб, необхідна точність розрахунків, максимально допустима швидкість газу та граничні втрати тиску в газовій мережі [1, 20].

Кількість контурів у мережі позначається n_k . Номер контуру задається індексом $k(k = 1, \dots, n_k)$, номер ділянки у контурі – індексом $i (i = 1, \dots, n_{dk})$. Кожна ділянка отримує подвійний індекс: перша цифра – номер контуру, друга – номер ділянки в ньому. Для розпізнавання структури мережі вводиться третій індекс j , що вказує на номер суміжного контуру; для ділянок без суміжних контурів $j = 0$.

Визначаємо абсолютний тиск газу, що подається споживачам,

$$P_k = P_n - \Delta P_{дон} \quad (3.1)$$

де P_n – абсолютний тиск газу на початку газової мережі,

$\Delta P_{дон}$ – заданий допустимий перепад тиску в мережі.

Середній тиск газу в мережі

$$P_{cp} = 0,5(P_n + P_k) \quad (3.2)$$

Для визначення середньої швидкості руху газу методом послідовних наближень обчислюється середній гідравлічний ухил у мережі [1, 20]:

$$I_{cp} = \frac{\Delta P_{дон}}{1,1 \cdot L_o} \quad (3.3)$$

					КРБ.НТІТ.1.483-03.2.13	Арк.
						50
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

де L_0 - довжина найбільш протяжного основного напрямку руху газу в газовій мережі.

Задається максимальна швидкість руху газу $w = w_{max}$.

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

За формулою, рекомендованою ДБН В.2.5-20:2018 [1], визначається внутрішній діаметр характерної ділянки з усередненою витратою Q_{cp} ,

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

де T - середнє значення температури газу в газовій мережі, К.

Гідравлічний ухил на характерній ділянці за прийнятної швидкості w визначається за формулою [1, 21]:

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

де k_e - абсолютна еквівалентна шорсткість внутрішньої поверхні труби, ν_n - кінематична в'язкість газу за нормальних умов, м²/с; ρ_n - густина газу за нормальних умов, кг/м³.

Якщо розбіжність між розрахованим і допустимим гідравлічними ухилами перевищує задану точність:

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

то зменшуємо швидкість руху газу за умовою

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

де Δw - крок зміни швидкості руху газу на ділянці.

Шляхом послідовних наближень ми отримуємо середню швидкість руху газу, яка враховується при проектуванні газової мережі.

					КРБ.НТІТ.1.483-03.2.13	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		51

Для проведення цих розрахунків у програмі використовуються цикли, оскільки розрахунки виконуються для кожного сегменту газової мережі окремо, використовуючи однакові операції.

У межах перших двох циклів, зовнішнього за індексом k і внутрішнього за індексом i , виконуються такі операції.

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

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

Одержане значення діаметра заокруглюємо до найближчого більшого стандартного значення.

У межах наступних двох циклів проводяться такі розрахунки. Для кожної ділянки газової мережі знаходимо число Рейнольдса за формулою

$$Re_{k,i} = 0.0354 \frac{Q_{k,i}}{P_{cp} W} \quad (3.10)$$

Залежно від режиму руху газу, який характеризується величиною числа Рейнольдса, вибираємо відповідну формулу для розрахунку втрат тиску від тертя для кожної ділянки газової мережі [1, 21]:

для $Re_{k,i} \leq 2000$

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

для $2000 < Re_{k,i} \leq 4000$

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

при турбулентному режимі $Re_{k,i} > 4000$

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

Додаткові втрати тиску в місцевих опорах (фітингах, арматурі, вигинах) враховуються числовими коефіцієнтами при застосуванні формул (3.11)–(3.13) [1].

Гідравлічна ув'язка забезпечує виконання законів Кірхгофа в усіх контурах мережі [20, 21]. Якщо рух газу на ділянці відбувається за годинниковою стрілкою, витратам і втратам тиску присвоюється знак «+», проти – знак «-».

Далі проводиться гідравлічна ув'язка між кільцями. Для кожного контуру знаходиться сума втрат тиску за абсолютною величиною та з урахуванням знаків.

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

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

Для всіх контурів газової мережі обчислюємо значення похибки Δ_k , величина якої показує ступінь виконання другого закону Кірхгофа [20]

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

Для всіх контурів газової мережі обчислюється значення похибки Δ_k , яка відображає ступінь виконання другого закону Кірхгофа. Другий закон Кірхгофа стверджує, що сума втрат тиску в усіх точках контуру повинна дорівнювати нулю. При перевищенні похибки Δ_k заданої точності розрахунку ε_k , необхідно виконати гідравлічну ув'язку шляхом введення поправочних витрат газу наступни чином. Для кожної ділянки в газовій мережі обчислюється співвідношення між втратами тиску та витратою газу. Потім сумується ці співвідношення для кожного контуру.

Цей процес передбачає розрахунок відношення втрат тиску до витрати газу для кожної ділянки. Для цього втрати тиску на кожній ділянці діляться на відповідну витрату газу. Отримані значення потім підсумовуються для кожного контуру, що дає загальну суму цих відношень для конкретного контуру.

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

Для кожного визначаємо поправочні витрати газу, які враховують розбіжність у своєму контурі,

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

де 1,75 - числовий коефіцієнт для випадку роботи газових мереж низького тиску у зоні гідравлічно гладких труб турбулентного режиму.

Знаходимо поправочну витрату, що враховує розбіжність у сусідніх контурах,

$$\Delta Q''_k = \frac{\sum \Delta Q'_{c.k.} \sum \left(\frac{\Delta P}{Q} \right)_{\partial.c.k.}}{S_{k\kappa}} \quad (3.19)$$

де $\Delta Q'_{c.k.}$ - поправочні витрати газу для всіх контурів, що межують з даним, $\left(\frac{\Delta P}{Q} \right)_{\partial.c.k.}$ - відношення параметрів для відповідних ділянок, спільних для даного і сусідніх контурів.

Обчислюємо загальні поправочні витрати газу для всіх контурів газової мережі

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

Для кожної ділянки газової мережі обчислюємо уточнені витрати газу за формулою

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

Після встановлення початкових витрат газу, вони підставляються у відповідну формулу (3.9) для виконання розрахунку. Цей процес ітеративно повторюється, доки похибка Кірхгофа (Δk) для кожного контуру не стане меншою або дорівнює заданій точності розрахунку (ε_k).

Для кожного контуру кільцевої газової мережі низького тиску, результатом розрахунків є вивід таких даних: довжини ділянок, їхні внутрішні діаметри, уточнені витрати газу, а також втрати тиску на кожній окремій ділянці.

Важливим вхідним даним для проектного гідравлічного розрахунку кільцевої газової мережі низького тиску є витрата газу на характерній ділянці (Q_{cp}). Це значення необхідне для визначення середньої швидкості руху газу в кожному елементі газової мережі.

Визначаємо шляхову $Q_{ш}$, транзитну $Q_{т}$ і розрахункову $Q_{р}$ витрату газу за формулою

$$Q_p = Q_m + 0.5Q_{ш} \quad (3.22)$$

для кожної ділянки газової мережі.

3.5. 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, м ³ /(год·м)	Витрата газу, м ³ /год		
			шляхова Q _ш	транзитна Q _т	розрахункова Q _р
1-2	190	0.052	9.8	338.2	343.1
2-3	240	0.052	12.4	31.1	37.3
3-4	190	0.052	9.8	0.0	4.9

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
1-4	240	0.052	12.4	38.8	45.1
3-5	410	0.052	21.2	9.8	20.5
5-6	160	0.052	8.3	0.0	4.1
4-6	400	0.052	20.7	8.3	18.6
2-8	310	0.052	16.1	127.4	135.4
8-9	160	0.052	8.3	0.0	4.1
9-12	230	0.052	11.9	22.3	28.2
1-12	60	0.052	3.1	50.8	52.3
9-10	110	0.052	5.7	0.0	2.8
10-11	220	0.052	11.4	0.0	5.7
11-12	100	0.052	5.2	11.4	14.0
8-19	80	0.052	4.1	115.0	117.1
13-19	230	0.052	11.9	71.0	76.9
13-14	170	0.052	8.8	0.0	4.4
9-14	320	0.052	16.6	0.0	8.3
13-15	560	0.052	29.0	33.2	47.7
15-16	640	0.052	33.2	0.0	16.6
16-17	220	0.052	11.4	0.0	5.7
17-18	640	0.052	33.2	11.4	28.0
18-19	620	0.052	32.1	0.0	16.1
18-20	230	0.052	11.9	44.5	50.5
20-21	120	0.052	6.2	56.5	59.6
21-23	120	0.052	6.2	86.5	89.6
2-23	540	0.052	28.0	123.3	137.3
23-25	160	0.052	8.3	22.3	26.4
21-22	180	0.052	9.3	14.5	19.2

					КРБ.НТІТ.1.483-03.2.13	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		56

Контур	Ділянка	Витрата газу, м ³ /ГОД	Довжина, м	Номер сусіднього кільця
Контур 4	9-10	2.8	110	
Контур 4	9-12	28.2	230	3
Контур 5	8-9	4.1	160	3
Контур 5	8-19	117.1	80	7
Контур 5	13-19	76.9	230	6
Контур 5	9-14	-8.3	320	
Контур 5	13-14	4.4	170	
Контур 6	13-19	-76.9	230	5
Контур 6	13-15	-47.7	560	
Контур 6	15-16	-16.6	640	
Контур 6	18-19	16.1	620	7
Контур 6	17-18	28.0	640	
Контур 6	16-17	5.7	220	
Контур 7	2-8	-135.4	310	3
Контур 7	8-19	-117.1	80	5
Контур 7	18-19	-16.1	620	6
Контур 7	2-23	137.3	540	
Контур 7	21-23	89.6	120	8
Контур 7	20-21	59.6	120	
Контур 7	18-20	50.5	230	
Контур 8	21-23	-89.6	120	7
Контур 8	21-22	-19.2	180	
Контур 8	22-24	-7.3	280	
Контур 8	23-25	26.4	160	
Контур 8	24-25	4.1	160	

Після проведення варіантних розрахунків для кільцевої мережі, ми перехо-

					КРБ.НТІТ.1.483-03.2.13	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		58

димо 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.

Таблиця 3.4 – Результати розрахунку ділянок газової мережі

Контур	Ділянка	Довжина ділянки, м	Уточнена витрата газу, м ³ /год	Діаметр ділянки, мм	Втрати тиску, Па
Контур 1	1-2	190	-351.6	280x15,9	-30
Контур 1	2-3	240	-38.6	90x5,2	-179
Контур 1	3-4	190	3.6	40x3,7	125
Контур 1	1-4	240	43.7	110x6,3	85
Контур 2	4-6	400	17.6	63x3,6	408
Контур 2	5-6	160	3.1	40x3,7	76
Контур 2	3-4	190	-4.6	40x3,7	-226
Контур 2	3-5	410	-21.5	75x4,3	-259
Контур 3	1-2	190	351.6	280x15,9	30
Контур 3	2-8	310	139.3	180x10,3	81
Контур 3	1-12	60	-45.2	110x6,3	-23
Контур 3	9-12	230	-22.6	75x4,3	-158
Контур 3	8-9	160	3.0	40x3,7	70
Контур 4	11-12	100	-12.5	63x3,6	-56
Контур 4	10-11	220	-4.2	40x3,7	-215

Контур	Ділянка	Довжина ділянки, м	Уточнена витрата газу, м ³ /год	Діаметр ділянки, мм	Втрати тиску, Па
Контур 4	9-10	110	4.3	40x3,7	113
Контур 4	9-12	230	22.6	75x4,3	158
Контур 5	8-9	160	-3.0	40x3,7	-70
Контур 5	8-19	80	113.8	160x9,1	25
Контур 5	13-19	230	78.5	125x7,1	124
Контур 5	9-14	320	-8.3	50x2,9	-263
Контур 5	13-14	170	4.4	40x3,7	183
Контур 6	13-19	230	-78.5	125x7,1	-124
Контур 6	13-15	560	-49.3	110x6,3	-245
Контур 6	15-16	640	-18.2	63x3,6	-691
Контур 6	18-19	620	11.2	63x3,6	284
Контур 6	17-18	640	26.3	75x4,3	579
Контур 6	16-17	220	4.1	40x3,7	197
Контур 7	2-8	310	-139.3	180x10,3	-81
Контур 7	8-19	80	-113.8	160x9,1	-25
Контур 7	18-19	620	-11.2	63x3,6	-284
Контур 7	2-23	540	140.5221614	180x10,3	142.6
Контур 7	21-23	120	91.99488097	140x8	50
Контур 7	20-21	120	62.8	110x6,3	81
Контур 7	18-20	230	53.8	110x6,3	117
Контур 8	21-23	120	-92.0	140x8	-50
Контур 8	21-22	180	-18.3	63x3,6	-196
Контур 8	22-24	280	-6.4	50x2,9	-140
Контур 8	23-25	160	27.3	75x4,3	154
Контур 8	24-25	160	5.0	40x3,7	233

Згідно з планом мережі, яка проектується, на схемі присутні ділянки які

					КРБ.НТІТ.1.483-03.2.13	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		60

відносяться до розгалуженої газової мережі. Розрахунок гілок розгалуженої газової мережі є критично важливим етапом проєктування. Його основна необхідність полягає у визначенні значень перепадів тиску та діаметрів для кожної з двох ділянок. Це гарантує ефективне та безпечне транспортування газу до кінцевих споживачів та дозволяє забезпечити достатній тиск у всіх точках мережі, уникнути надмірних втрат тиску та, як наслідок, підтримувати стабільне газопостачання.

Результати розрахунку гілок розгалуженої газової мережі наведені в таблиці 3.5. За результатами проведених розрахунків для гілок розгалуженої газової мережі, було визначено надлишковий тиск у кінцевих точках.

Таблиця 3.5 – Результати розрахунку гілок розгалуженої газової мережі

Ділянка	Довжина ділянки, м	Витрата газу, м ³ /год	Діаметр ділянки, мм	Надлишковий тиск на початку, Па	Перепад тиску газу, Па	Надлишковий тиск у кінці, Па
5-7	190	9.8	50x2,9	2547	210	2337
25-26	270	14	50x2,9	2675	559	2116

Висновок до розділу.

Отримане мінімальне значення тиску 1083 Па в точці 16 більше допустимого значення у 1800 Па. Таким чином, в результаті проєктування газової мережі дотримані нормативні вимоги за тиском.

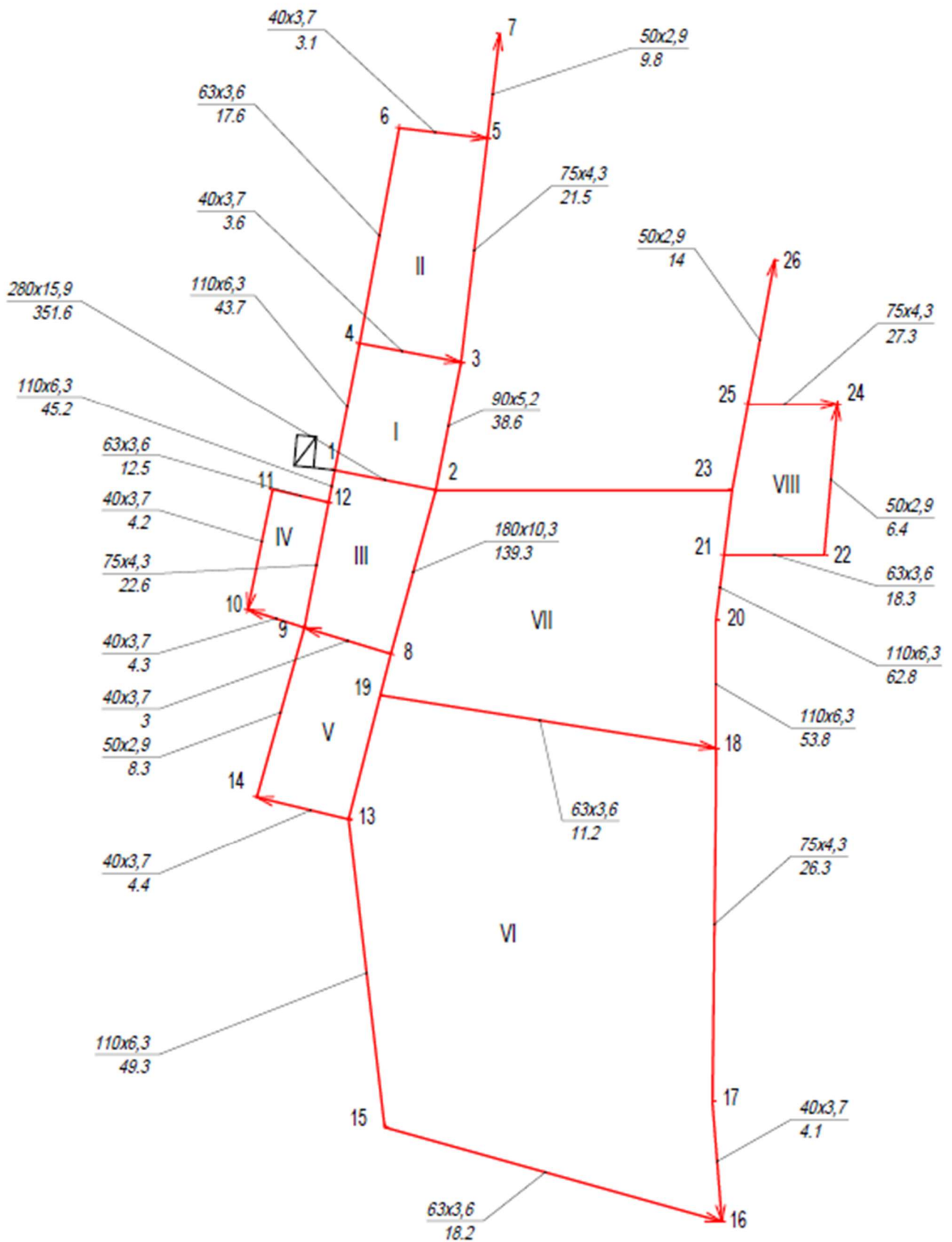


Рисунок 3.3 – Розміри (діаметр x товщина) труб на ділянках газової мережі

					КРБ.НТІТ.1.483-03.2.13			Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				62

4. ОБЛАДНАННЯ ГАЗОРЕГУЛЯТОРНОГО ПУНКТУ

4.1. Загальні відомості про ГРП

Газорегуляторний пункт (ГРП) є центральним елементом системи розподілу природного газу. Він забезпечує стабільне та безпечне газопостачання споживачів, виконуючи функції редукування тиску газу, його очищення від механічних домішок, автоматичного захисту від аварійних відхилень параметрів та автоматичного підтримання заданого рівня вихідного тиску незалежно від змін вхідного тиску та витрати газу.

Відповідно до ДБН В.2.5-20:2018 «Газопостачання» [1] та НПАОП 0.00-1.76-15 «Правила безпеки систем газопостачання» [2], обладнання ГРП повинно забезпечувати надійну роботу в умовах змінного попиту на газ, мати захисні пристрої для запобігання аварійним ситуаціям та відповідати вимогам промислової безпеки.

Для даного проєкту газопостачання розрахована максимальна годинна витрата газу становить 453,2 м³/год. З урахуванням умов підключення (вихідний тиск – низький, 2–5 кПа; розрахункова мінімальна температура – –40°C), для встановлення прийнято шафовий газорегуляторний пункт типу ГРПШ-05-2У1 з газовим обігрівом, оснащений двома регуляторами тиску РДНК-400М (рис. 4.1) [24, 26].

Шафові газорегуляторні пункти типу ГРПШ є найбільш розповсюдженим типом ГРП для систем газопостачання комунально-побутових і промислових об'єктів [24]. ГРПШ являє собою готовий заводський виріб повної комплектації, що встановлюється на відкритій площадці та обладнаний власною металевою шафою із захисними жалюзійними ґратами для вентиляції. Завдяки компактному виконанню, мінімальним будівельним роботам та можливості встановлення безпосередньо поблизу об'єкта газопостачання, ГРПШ є оптимальним рішенням для більшості проєктів.

					КРБ.НТІТ.1.483-03.2.13	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		64

4.2. Обґрунтування вибору обладнання ГРП

За умовою розміщення прийнятій шафовий ГРП (ГРПШ) як заводський виріб повної готовності відповідно до п. 9.4 ДБН В.2.5-20:2018. Для забезпечення $Q_{\max} = 453,2 \text{ м}^3/\text{год}$ необхідний пункт із пропускною здатністю не менше $500 \text{ м}^3/\text{год}$ (з коефіцієнтом запасу $\sim 1,1$). Регулятор РДНК-400М при $P_{\text{вх}} = 0,5 \text{ МПа}$ забезпечує $500 \text{ м}^3/\text{год}$, при $0,6 \text{ МПа}$ – $600 \text{ м}^3/\text{год}$ [27]. ГРПШ-05-2У1 з двома паралельними лініями забезпечує сумарну пропускну здатність $600 \text{ м}^3/\text{год}$, що з запасом перевищує розрахункову витрату (коефіцієнт $1,32$) [26].

При температурах нижче 0°C можливе: замерзання конденсату у фільтрі та трубопроводах; порушення роботи мембранних елементів регулятора (поз. 4, 17 на рис. 4.2); відмова пружинних механізмів ПЗК (поз. 19, 22, 26) та ПСК (поз. 3). Газовий обігрів (поз. 9–10 на рис. 4.1) забезпечує температуру в шафі не нижче $+5^\circ\text{C}$ при зовнішній температурі -40°C та не залежить від зовнішнього електроживлення, що є принциповою перевагою перед електричним обігрівом [26].

4.3. Опис основного обладнання ГРП

4.3.1. Шафовий газорегуляторний пункт ГРПШ-05-2У1 з підігрівом

Газорегуляторний пункт шафовий ГРПШ-05-2У1 (рис. 4.1) є промисловим газорегуляторним пунктом шафового типу з двома лініями редукування – основною та резервною [24, 26]. Пункт належить до класу промислово-комунальних ГРП і призначений для застосування у системах газопостачання промислових, сільськогосподарських підприємств, а також комунально-побутових будівель із максимальною витратою газу до $600 \text{ м}^3/\text{год}$.

ГРПШ-05-2У1 виконаний у вигляді рамної зварної конструкції, обшитої листовою сталлю, що утворює металеву шафу з двома дверцятами для зручного доступу до обладнання. У конструкції пункту передбачена природна постійно діюча вентиляція через жалюзійні ґрати, що забезпечує не менше трикратного

					КРБ.НТІТ.1.483-03.2.13	Арк.
						65
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

повітрообміну на годину. Пункт обладнаний стропувальними пристроями для підйому та монтажу [2].

ГРПШ-05-2У1 призначений для виконання таких функцій [26]:

- редукування тиску газу від середнього (до 0,6 МПа) до низького (2–5 кПа);
- автоматичного підтримання заданого вихідного тиску незалежно від змін вхідного тиску та витрати газу;
- автоматичного відключення подачі газу при аварійному підвищенні або зниженні вихідного тиску за допустимі межі (функція ПЗК);
- очищення газу від механічних домішок через газові фільтри ФГ (поз. 2 на рис. 4.1);
- скидання надлишкового тиску газу через запобіжний скидний клапан ПСК (поз. 11 на рис. 4.1);
- контролю тиску на вході (поз. 4) та виході (поз. 5) за допомогою манометрів.

Таблиця 4.1 – Технічні характеристики ГРПШ-05-2У1 [22, 23, 26]

Найменування параметра	ГРПШ-05-2У1
Регульоване середовище	згідно з паспортом виробника обладнання
Регулятор тиску газу	РДНК-400М (2 шт.)
Максимальний тиск на вході, Р _{вх} , МПа	0,6
Діапазон налаштування вихідного тиску, Р _{вих} , кПа	2,0 – 5,0
Пропускна здатність, м ³ /год (ρ = 0,73 кг/м ³)	при Р _{вх} = 0,05 МПа – 55
	при Р _{вх} = 0,1 МПа – 100
	при Р _{вх} = 0,2 МПа – 180
	при Р _{вх} = 0,3 МПа – 300
	при Р _{вх} = 0,4 МПа – 400

пана (поз. 11) відносно сідла (поз. 12). Завдяки мембранному управлінню забезпечується висока точність регулювання (нерівномірність $\pm 10\%$) навіть при значних змінах витрати та вхідного тиску.

Газ під вхідним тиском подається через вхідний патрубок (поз. 30) та вбудований фільтр (поз. 29) до сідла (поз. 12). Проходячи між робочим клапаном (поз. 11) та сідлом (поз. 12), тиск газу знижується до заданого вихідного рівня. Вихідний тиск підводиться через штуцер (поз. 5) та імпульсний трубопровід (поз. 33) до мембранної камери (поз. 9) – під мембрану регулятора (поз. 4) [27].

Якщо вихідний тиск підвищується понад 2,5–4,3 кПа – відкривається скидний клапан (поз. 1) і скидає надлишок газу в атмосферу через ніпель (поз. 34) і стояк-свічку (поз. 36). При подальшому підвищенні тиску спрацьовує ПЗК: мембрана ПЗК (поз. 17) через штовхач (поз. 16) виштовхує шток (поз. 25) із зачеплення зі стрижнем відсічного клапана (поз. 27). Пружина (поз. 26) закриває відсічний клапан (поз. 27) і повністю перекриває подачу газу. Аналогічна ситуація виникає при аварійному зниженні вихідного тиску. Відновлення роботи після спрацювання ПЗК виконується вручну через пробку (поз. 24) відповідно до інструкції з експлуатації [2, 27].

Таблиця 4.2 – Технічні характеристики регулятора РДНК-400М [27]

Параметр	Значення
Тип регулятора	РДНК-400М (комбінований)
Рвх максимальний, МПа	0,6
Рвих, кПа	2,0 – 5,0
Максимальна пропускна здатність одного регулятора, м ³ /год	500 (при Рвх = 0,5 МПа)
Вбудований ПЗК (поз. 23–27)	Так
Скидний клапан ПСК	Так, вбудований (відповідає ПСК-25Н)
Фільтр вбудований (поз. 29)	Так, тонкість очищення 50–100 мкм
Ду приєднання, мм	50
Нерівномірність регулювання, %	± 10

Діапазон температур, °С	-40 ... +60 (виконання УХЛ2)
Матеріал корпусу (поз. 28)	Ковкий чавун / алюмінієвий сплав

4.3.3. Фільтр газовий ФГ-50

На кожній лінії редукування встановлений газовий фільтр ФГ-50 (поз. 2 на рис. 4.1) [1, 26], призначений для очищення природного газу від механічних домішок (пил, іржа, окалина), які можуть порушити роботу регулюючих пристроїв. Тонкість фільтрації – не гірше 50 мкм. Ступінь засмічення фільтра контролюється манометром перепаду тиску (датчиком-індикатором). Максимально допустимий перепад тиску на фільтруючій касеті – 10 кПа; при перевищенні цього значення касета підлягає заміні або очищенню.

Вбудований фільтр регулятора РДНК-400М (поз. 29 на рис. 4.2) є додатковим ступенем захисту. Поєднання зовнішнього фільтра ФГ-50 та вбудованого фільтра регулятора забезпечує надійний захист регулюючих елементів від забруднення протягом усього міжремонтного інтервалу [27].

4.3.4. Запобіжно-запірний клапан ПЗК та скидний клапан ПСК

Система захисту ГРПШ-05-2У1 реалізована на двох рівнях, обидва пристрої вбудовані у регулятор РДНК-400М.

Запобіжно-запірний клапан (ПЗК), поз. 23–27 на рис. 4.2, призначений для повного автоматичного відключення подачі газу при виході вихідного тиску за встановлені межі: при підвищенні – $(1,2-1,8) \cdot P_{вих}$; при зниженні – $(0,2-0,5) \cdot P_{вих}$ [1, 2]. ПЗК налаштовується поворотом пробки (поз. 20) та втулки (поз. 21), які змінюють попереднє стиснення пружин (поз. 19, 22). Після спрацювання ПЗК необхідне ручне відновлення роботи через пробку (поз. 24) [27].

Запобіжний скидний клапан (ПСК), поз. 1, 11 на рис. 4.1 та поз. 1 на рис. 4.2, скидає надлишковий газ в атмосферу через свічку (поз. 36 на рис. 4.2) при короткочасному підвищенні тиску вище заданого рівня спрацювання $[(2,5-6,5) \cdot P_{вих}]$. Встановлений на виході пункту на відстані не менше $5 \cdot D_u$ від місця відбору імпульсного тиску (Римп на рис. 4.1). Поєднання двох ступенів захисту (ПСК → ПЗК) забезпечує надійну безпеку споживачів [2].

					КРБ.НТІТ.1.483-03.2.13	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		69

4.3.5. Система газового обігріву шафи ГРПШ

ГРПШ-05-2У1 укомплектований системою газового обігріву шафи (поз. 9–10 на рис. 4.1) [26]. Газ з вихідного трубопроводу пункту подається через окремий регулятор тиску на опалення (поз. 9) до газового конвектора (поз. 10). Конвектор обладнаний автоматикою безпеки: термоелектромагнітний клапан відключає подачу газу при відриві полум'я або падінні тиску нижче допустимого.

Система обігріву автоматично підтримує температуру усередині шафи не нижче $+5^{\circ}\text{C}$ при зовнішній температурі до -40°C . Газовий обігрів не залежить від зовнішнього електроживлення, що є перевагою перед електричним нагрівом при аварійних відключеннях енергопостачання.

4.4. Принципова схема ГРПШ-05-2У1 та опис позицій

Схема пневматична функціональна ГРПШ-05-2У1 з газовим обігрівом та вузлом обліку витрати газу наведена на рис. 4.1 [26]. Схема відображає повну конфігурацію пункту з двома лініями редукування, системою обліку витрати газу та системою газового обігріву шафи.

4.4.1. Принцип дії ГРПШ-05-2У1

Газ під вхідним тиском ($P_{\text{вх}}$) надходить через вхідні кульові крани (поз. 1) та фільтри ФГ (поз. 2) до вузла обліку витрати (лічильник, поз. 8 на рис. 4.1). Після лічильника газ через крани (поз. 7) надходить до входів обох регуляторів тиску РДНК-400М (поз. 6). У регуляторі відбувається зниження тиску до заданого вихідного значення (2–5 кПа) та автоматична його підтримка [1, 27].

У нормальному режимі роботи відкритий кран поз. 12 та кран поз. 13 основної лінії; кран поз. 13 резервної лінії – закритий. Контроль вхідного тиску здійснюється манометром поз. 4, вихідного – манометром поз. 5 (якщо встановлений). Вихідний тиск ($P_{\text{вих}}$) відводиться до споживача через вихідний трубопровід. Одночасно вихідний тиск через імпульсний трубопровід ($P_{\text{имп}}$ на рис. 4.1, поз. 33 регулятора) подається до мембранної камери регулятора та пристрою відключення (ПЗК) [27].

					КРБ.НТІТ.1.483-03.2.13	Арк.
						70
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

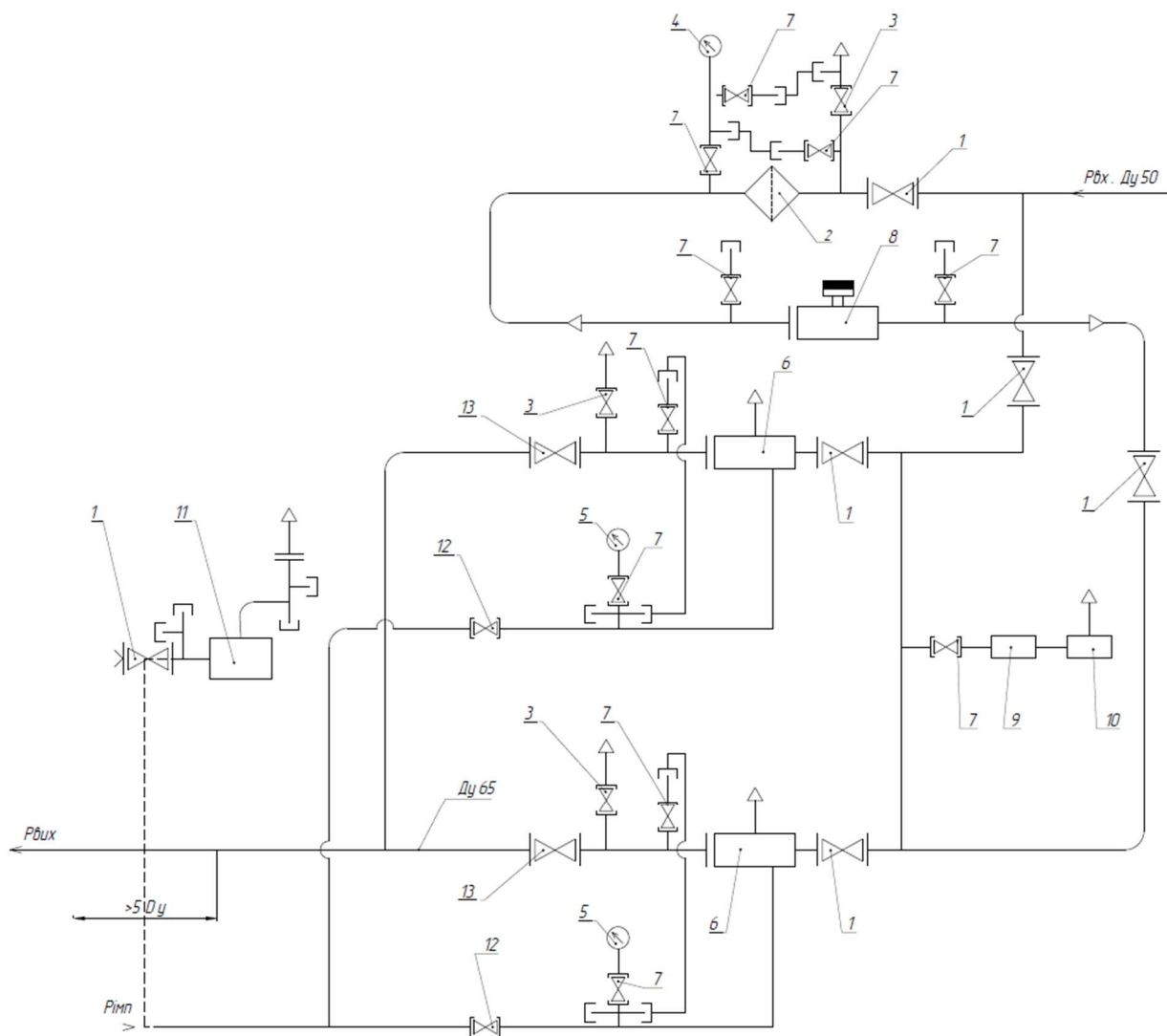


Рис. 4.1 – Схема пневматична функціональна ГРПШ-05-2У1 з газовим обігрівом та вузлом обліку витрати газу

1, 3, 7, 12, 13 – крани кульові; 2 – фільтр ФГ; 4 – манометр вхідний МТ; 5 – вихідний манометр (не комплектується); 6 – регулятор тиску газу комбінований РДНК-400М; 8 – лічильник газовий; 9 – регулятор тиску (на опалення); 10 – газовий обігрівач (конвектор); 11 – клапан запобіжний скидний ПСК; 12 – кран вхідний лінії; 13 – кран вихідний лінії.

При підвищенні вихідного тиску спрацьовує ПСК (поз. 11), що скидає надлишок газу через свічку в атмосферу. При подальшому аварійному підвищенні або зниженні тиску спрацьовує ПЗК (поз. 23 регулятора, рис. 4.2), повністю пе-

					КРБ.НТІТ.1.483-03.2.13		Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			71

рекриваючи подачу газу. Відновлення роботи після спрацювання ПЗК виконується вручну через пробку (поз. 24 на рис. 4.2) [2, 27].

При необхідності технічного обслуговування основної лінії – закривається кран поз. 12 основної лінії, відкривається кран поз. 12 резервної лінії. Газ продовжує надходити до споживача через резервний регулятор (поз. 6). Для продування ліній після ремонту використовуються продувні крани поз. 3 [2].

Система газового обігріву (поз. 9–10) працює безперервно у холодну пору року. Конвектор (поз. 10) живиться від вихідного трубопроводу через регулятор тиску на опалення (поз. 9) та підтримує температуру в шафі не нижче +5°C [26].

4.4.2. Опис позицій регулятора РДНК-400М

На рис. 4.2 наведена конструктивна схема регулятора тиску газу РДНК-400М із зазначенням позицій елементів конструкції [26].

Висновок до розділу.

За розрахунковою витратою газу 453,2 м³/год та умовами експлуатації для газопостачання даного об'єкту прийнятий ГРПШ-05-2У1 з двома регуляторами РДНК-400М та газовим обігрівом, пропускна здатність якого (600 м³/год) перевищує розрахункову з коефіцієнтом запасу 1,32, що відповідає вимогам ДБН В.2.5-20:2018 та НПАОП 0.00-1.76-15.

					КРБ.НТІТ.1.483-03.2.13	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		72

5. ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

5.1. Базисна кошторисна вартість

Характеристика газової мережі низького тиску:

- параметри проекту: ГРПШ – 1 шт.;
- тип прокладки газових мереж – підземний;
- загальний об'єм споживання газу $Q_{річ} = 894.8$ тис. м³/рік;
- загальна довжина газопроводу – 8750 м.

Розрахунок потужності систем газопостачання у сільській місцевості базується на показниках загального річного споживання газу, що дозволяє досягти найбільш ефективної експлуатації наявних мереж та технічного устаткування. Такий підхід передбачає обов'язкове включення до загального обсягу не лише цільового постачання, а й усіх супутніх технологічних втрат газу, що виникають у процесі транспортування. Зокрема, під час обчислень враховуються витрати ресурсів, зумовлені процесами зниження тиску в системі, проведенням планових або аварійних ремонтних робіт, а також іншими технічними чинниками. Крім того, невід'ємною частиною визначення потужності є врахування обсягів газу, необхідних для забезпечення життєдіяльності самої системи, як-от опалення технічних приміщень, їх освітлення та підтримка інших допоміжних процесів. Таким чином, лише повне охоплення всіх факторів бруutto-споживання та власних потреб енергосистеми дозволяє точно визначити її потужність і гарантувати раціональне використання основних фондів галузі [20, 25].

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

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

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

$$Q_{под} = 0.8948 \cdot 1,008 = 0.902 \text{ млн. м}^3/\text{рік}$$

Коефіцієнт використання потужності газопроводу $K_{п}$ визначають згідно формули:

					КРБ.НТІТ.1.483-03.2.13	Арк.
						74
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

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

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

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

$$K_{\Pi} = \frac{0.8948}{0.9020} = 0.992$$

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

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

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

$$\text{БКВ} = 651.72 \cdot 8750 = 5702.51 \text{ тис. грн.}$$

5.2. Термін окупності

Район виробництва робіт у галузі сільського газового господарства визначається в залежності від населеного пункту, де буде зводитися запроєктований об'єкт.

Процес складання кошторисної документації розпочинається з розробки локальних кошторисів на окремі види робіт та витрати, пов'язані з кожним окремим об'єктом будівництва. Потім створюється загальний кошторис, в якому визначається кошторисна вартість будівництва об'єктів, що входять до складу системи газопостачання.

У об'єктному кошторисі розраховується кошторисна вартість загально-будівельних, спеціальних будівельних і монтажних робіт, технологічного обладнання, його монтажу і наладки, а також пристосування.

Базова кошторисна вартість будівництва газопроводу визначається шляхом узгодженого розрахунку за проектом і є постійним документом, на основі якого здійснюється фінансування будівництва.

Річні експлуатаційні витрати системи газопостачання складаються з витрат:

- на матеріали (купівля газу);

					КРБ.НТІТ.1.483-03.2.13	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		75

- на заробітну плату з відрахуванням на соціальні заходи;
- на амортизацію;
- на поточний ремонт та інші витрати.

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

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

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

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

Z_a – витрати на амортизацію, тис. грн.;

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

$Z_{інші}$ – інші витрати, тис. грн.

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

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

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

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

$$Z_{к.г.} = \frac{901.958 \cdot 7960}{1000} = 7179.59 \text{ тис. грн.}$$

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

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

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

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

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

n – кількість місяців за рік – 12.

Загальна кількість виробничого персоналу становить:

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

Кількість адміністративного персоналу по нормативній трудомісткості обслуговування квартир, мереж газопроводів і подачі 1 млн. м³ газу в рік [26].

					КРБ.НТІТ.1.483-03.2.13	Арк.
						76
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

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.

$$T_{\text{ркв}} = 227 \cdot 1 = 227 \text{ год.}$$

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

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

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

$$T_{\text{ркм}} = 8750/1000 \cdot 10 = 87.5 \text{ год.}$$

Трудомісткість обслуговування подачі 1 млн. м³ газу в рік $T_{\text{р1млн}}$ дорівнює:

$$T_{\text{р1млн}} = Q_{\text{брутто}} \cdot 2 \quad (5.10)$$

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

$$T_{\text{р1млн}} = 0.9020 \cdot 2 = 1.80 \text{ год.}$$

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

$$\text{Ч}_{\text{адп}} = \frac{(T_{\text{ркв}} + T_{\text{ркм}} + T_{\text{р1млн}}) \cdot \gamma}{1000} \quad (5.11)$$

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

$$\Sigma T = (227 + 87.5 + 1.80) \cdot 1.3 = 411.20 \text{ год.}$$

$$\text{Ч}_{\text{адп}} = \frac{411.20}{1000} = 0.4112 \approx 1 \text{ чол.}$$

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.

$$\text{Ч}_{\text{б.м.}} = 227 \cdot 0,00035 = 0.07945 \approx 1 \text{ чол.}$$

					КРБ.НТІТ.1.483-03.2.13	Арк.
						77
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

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

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

$$\mathcal{C}_{\text{в.м.}} = 8.75 \cdot 0,3 = 2.62 \approx 3 \text{ чол.}$$

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

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

де ΣT_p – загальна трудомісткість в умовних одиницях.

$$\mathcal{C}_{\text{адс}} = 411.20 \cdot 0,0005 = 0.2056 \approx 1 \text{ чол.}$$

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

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

де ΣT_p – загальна трудомісткість в умовних одиницях.

$$\mathcal{C}_{\text{р.с}} = 411.20 \cdot 0,0007 = 0.2878 \approx 1 \text{ чол.}$$

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

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

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

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

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

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

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

$$\mathcal{C}_{\text{заг}} = 1 + 1 + 3 + 1 + 1 = 7 \text{ чол.}$$

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

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

$$\mathcal{Z}_{\text{оп}} = 27.975 \cdot 7 \cdot 1.220 \cdot 12 = 2866.88 \text{ тис. грн.}$$

в) Витрати на амортизацію \mathcal{Z}_a , тис. грн., визначають згідно формули:

$$\mathcal{Z}_a = \frac{K \cdot H_a}{100} \quad (5.18)$$

де H_a – норма амортизації – 5%;

					КРБ.НТІТ.1.483-03.2.13	Арк.
						78
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

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

$$Z_a = \frac{5702.51 \cdot 5}{100} = 285.13 \text{ тис. грн.}$$

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

$$Z_{п.р.} = 0,40 \cdot Z_a \quad (5.19)$$

де Z_a – витрати на амортизацію, тис. грн.

$$Z_{п.р.} = 285.13 \cdot 0,4 = 114.05 \text{ тис. грн.}$$

д) Інші витрати $Z_{ін}$, тис. грн., визначають згідно формули:

$$Z_{ін} = 0,10 \cdot (Z_a + Z_{оп}) \quad (5.20)$$

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

$Z_{оп}$ – виплати на оплату праці, тис. грн.

$$Z_{ін} = (285.13 + 2866.88) \cdot 0,1 = 315.20 \text{ тис. грн.}$$

Втрати газу в мережах:

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

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

$$Z_{втр} = 7179.59 \cdot 0,035 = 251.29 \text{ тис. грн.}$$

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

$$C_o = Z_{к.г.} + Z_a + Z_{п.р.} + Z_{оп.} + Z_{втр} + Z_{ін} \quad (5.21)$$

$$\begin{aligned} C_o &= 7179.59 + 285.13 + 114.05 + 2866.88 + 251.29 + 315.20 \\ &= 11012.13 \text{ тис. грн.} \end{aligned}$$

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

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

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

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

$$C_{1000} = \frac{11012.13}{894.8} \cdot 1000 = 12306.80 \text{ грн./1000 м}^3$$

					КРБ.НТІТ.1.483-03.2.13	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		79

Ціну реалізації газу для підприємства C_{Π} , грн./1000 м³, визначають згідно формули:

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

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

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

$$C_{\Pi} = 12306.80 \cdot 1,1 = 13537.48 \text{ грн./1000 м}^3$$

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

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

$$T_{\text{сер}} = 13537.48 \cdot 1,05 = 14214.36 \text{ грн./1000 м}^3$$

Суму доходу D , тис. грн., визначають згідно формули:

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

$$D = \frac{894.8 \cdot 14214.36}{1000} = 12719.01 \text{ тис. грн.}$$

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

$$\Pi_6 = D - C_0 \quad (5.26)$$

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

C_0 – загальна собівартість реалізації газу, тис. грн.

$$\Pi_6 = 12719.01 - 11012.13 = 1706.88 \text{ тис. грн.}$$

Чистий прибуток $\Pi_ч$, тис. грн., визначають згідно формули:

$$\Pi_ч = \Pi_6 \cdot H_{\Pi} \quad (5.27)$$

де Π_6 – балансовий прибуток, тис. грн.;

H_{Π} – обов'язкові державні платежі ($H_{\Pi} = 77\%$).

$$\Pi_ч = 1706.88 \cdot 0.77 = 1314.30 \text{ тис. грн.}$$

Рівень рентабельності R_p , %:

– по балансовому прибутку згідно формули:

$$R_{p6} = \frac{\Pi_6}{C_0} \cdot 100 \quad (5.28)$$

					КРБ.НТІТ.1.483-03.2.13	Арк.
						80
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

де P_6 – балансовий прибуток, тис. грн.;

C_0 – загальна собівартість реалізації газу, тис. грн.

$$R_{p6} = \frac{1706.88}{11012.13} \cdot 100 = 15.50 \%$$

– по чистому прибутку згідно формули:

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

де $P_ч$ – чистий прибуток, тис. грн.

$$R_{pч} = \frac{1314.30}{11012.13} \cdot 100 = 11.94 \%$$

Визначаємо термін окупності:

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

де $БКВ$ – капітальні вкладення в спорудження системи газопостачання, тис. грн.; $P_ч$ – чистий прибуток, тис. грн.

$$T_{окуп} = \frac{5702.51}{1314.30} = 4.34 \approx 5 \text{ років}$$

Таблиця 5.1 – Експлуатаційні витрати

№ п/п	Найменування статті витрат	Сума, тис. грн.	Питома вага, %
1	Фонд заробітної плати	2866.88	65.92
2	Податкові нарахування	630.71	14.50
3	Матеріальні витрати: електроенергія, газ на власні потреби, втрати газу при транспортуванні, реагенти і матеріали	251.29	5.78
4	Амортизаційні відрахування	285.13	6.56
5	Інші витрати	315.20	7.25
	Всього	4349.20	100

Висновок. За результатами виконаних розрахунків загальні капітальні витрати на будівництво газових мереж у населеному пункті складають 5702.51 тис. грн., а їх термін окупності становить 4,34 років.

					КРБ.НТІТ.1.483-03.2.13	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		81

6. ОХОРОНА ПРАЦІ ПРИ БУДІВНИЦТВІ ТА ЕКСПЛУАТАЦІЇ СИСТЕМИ ГАЗОПОСТАЧАННЯ СІЛЬСЬКОГО НАСЕЛЕНОГО ПУНКТУ

6.1. Нормативно-правова база у сфері охорони праці при газопостачанні

Безпека праці в галузі газопостачання регулюється розгалуженою системою нормативно-правових актів, що встановлюють вимоги до проектування, будівництва та експлуатації газових мереж. Основоположним документом є Закон України «Про охорону праці» (в редакції від 21.11.2002 № 229-IV зі змінами) [28], який визначає правові, соціально-економічні та організаційно-технічні засади охорони праці в Україні. Згідно зі статтею 1 цього Закону, охорона праці являє собою систему заходів і засобів, спрямованих на збереження життя, здоров'я та працездатності людини у процесі трудової діяльності.

Закон зобов'язує роботодавця забезпечити належні, безпечні та здорові умови праці, а також гарантує кожному працівникові право на відмову від виконання роботи у разі виникнення виробничої ситуації, небезпечної для його життя чи здоров'я. Ці положення мають особливе значення при виконанні газонебезпечних робіт, зокрема пуску газу, технічного обслуговування мереж і газорегуляторних пунктів [28].

Спеціальним нормативним актом, що безпосередньо регулює сферу газопостачання, є НПАОП 0.00-1.76-15 «Правила безпеки систем газопостачання», затверджені наказом Міністерства енергетики та вугільної промисловості України від 15.05.2015 № 285 та зареєстровані в Міністерстві юстиції України за № 674/27119. Ці Правила поширюються на всіх суб'єктів господарювання, діяльність яких пов'язана з будівництвом та експлуатацією систем газопостачання, і встановлюють вимоги безпеки до розподільних газопроводів, газорегуляторних пунктів та внутрішньобудинкових систем. Ще одним документом є Правила технічної експлуатації систем газопостачання, затверджені наказом Міненерго №402 від 21.10.2024; документ зареєстрований у Мін'юсті 29.11.2024 зі змінами,

					КРБ.НТІТ.1.483-03.2.13	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		82

внесені наказом №219 від 30.05.2025.

Крім зазначених актів, проєктування та будівництво системи газопостачання здійснюється відповідно до ДБН В.2.5-20:2018 «Газопостачання» [1], ДБН В.2.5-41:2009 «Газопроводи з поліетиленових труб» [36], а також ДСТУ та санітарних норм у частині умов праці, небезпечних виробничих факторів та засобів індивідуального захисту.

6.2.Вимоги безпеки при будівництві підземних газопроводів

Будівництво підземного газопроводу є роботою підвищеної небезпеки і виконується відповідно до проєкту виконання робіт (ПВР) та технологічних карт [2]. До початку земляних робіт необхідно отримати дозволи на проведення розкопок, уточнити розташування підземних комунікацій та забезпечити їхню позначку на місцевості. Роботи поблизу діючих газопроводів, кабелів та трубопроводів виконуються тільки вручну з особливою обережністю.

Під час прокладання газопроводу у траншеях необхідно дотримуватися нормативних відстаней безпеки: від фундаментів будівель і споруд – не менше 2 м, від водопровідних і каналізаційних труб – не менше 1 м, від кабелів електропостачання – не менше 1 м. Глибина укладання газопроводів низького тиску приймається не менше 0,8 м до верху труби або футляра. У місцях перетину з автомобільними дорогами та залізничними коліями газопровід прокладається у сталевих футлярах відповідно до вимог будівельних норм [1, 36].

Траншеї глибиною понад 1 м повинні мати укоси або кріплення стінок. Забороняється перебувати у траншеї без кріплення при нестійких ґрунтах. Складування ґрунту здійснюється не ближче ніж 0,5 м від краю траншеї. Місця виконання робіт на проїжджих частинах дороги огорожуються та позначаються дорожніми знаками. У темний час доби обов'язково застосовується освітлення та сигнальні ліхтарі [2].

Зварювання поліетиленових труб виконується спеціально навченим персоналом із застосуванням зварювальних апаратів, що пройшли технічне обслуго-

					КРБ.НТІТ.1.483-03.2.13	Арк.
						83
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ування. Стикове зварювання нагрітим інструментом та зварювання за допомогою муфт з електропровідним шаром здійснюються відповідно до технологічних режимів, визначених виробником труб [36]. Кожне зварне з'єднання реєструється у виконавчій документації.

Після прокладання та зварювання газопровід підлягає контрольному пневматичному випробуванню на щільність і міцність. Для мереж низького тиску тиск при випробуванні на міцність складає 0,1 МПа впродовж 1 години, на щільність – 0,01 МПа впродовж 24 годин. Падіння тиску під час випробування не допускається. Результати випробувань оформлюються актом [1,2].

6.3. Організація газонебезпечних робіт при пуску газу

Роботи з пуску газу в газопровід відносяться до газонебезпечних і виконуються відповідно до НПАОП 0.00-1.76-15 [2] за нарядом-допуском бригадою у складі не менше трьох працівників, один із яких призначається керівником робіт. Наряд-допуск видається на кожний об'єкт і конкретний вид робіт, містить перелік заходів безпеки, склад бригади та підписи відповідальних осіб.

До виконання газонебезпечних робіт допускаються особи не молодші 18 років, які пройшли попередній медичний огляд, навчання безпечним методам праці, перевірку знань з питань охорони праці, стажування на робочому місці, вступний та первинний інструктажі. Кваліфікація слюсаря з обслуговування газового обладнання має бути не нижче другого розряду. Персонал повинен знати план дій у разі аварійної ситуації, вміти надавати першу допомогу та користуватися засобами пожежогасіння [2,28].

Перед початком пуску газу керівник робіт організовує ретельний огляд газопроводу та арматури, перевіряє відповідність виконаного монтажу проектній документації, наявність тяги в димарях газових приладів і вентиляційних каналах. Виконується контрольне опресування внутрішніх газопроводів та газового обладнання тиском повітря 500 даПа. Газопровід вважається щільним, якщо падіння тиску за 5 хвилин не перевищує 20 мм водяного стовпа [2].

Продування газопроводу виконується шляхом витіснення газоповітряної

					КРБ.НТІТ.1.483-03.2.13	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		84

суміші через гнучкі шланги, виведені назовні будівлі. Забороняється вести продування у закриті приміщення або допускати скупчення газоповітряної суміші. Кінець продування визначається по характеру спалахування проби газу: спокійне горіння без тріску свідчить про повне заповнення газопроводу газом. Після закінчення продувки виконується контрольна перевірка щільності всіх з'єднань мильним розчином. Перевірка відкритим вогнем категорично забороняється [2].

У процесі виконання газонебезпечних робіт усі члени бригади забезпечуються засобами індивідуального захисту: шланговими протигазами або автономними дихальними апаратами, газозахисними костюмами, рукавицями та захисними касками. Перед роботами перевіряється справність газоаналізаторів і сигналізаторів загазованості [2].

6.4.Вимоги безпеки при експлуатації газорегуляторного пункту

Газорегуляторний пункт (ГРП) є об'єктом підвищеної небезпеки, тому його обслуговування здійснюється спеціально підготовленим персоналом газорозподільного підприємства. Технічне обслуговування ГРП включає щомісячний плановий огляд, перевірку тиску на вході та виході, перевірку спрацьовування запобіжно-запірного клапана, перевірку щільності обладнання та арматури. Усі роботи всередині приміщення ГРП виконуються за нарядом-допуском двома особами [2].

Вхід до приміщення ГРП здійснюється тільки після попереднього провітрювання протягом не менше 15 хвилин і перевірки атмосфери газоаналізатором. Забороняється входити до приміщення ГРП з відкритим вогнем або запаленою сигаретою. В приміщенні ГРП не допускається застосування інструментів, що можуть спричинити іскроутворення. Регулювальні та ремонтні роботи на регуляторах тиску, запобіжних і скидних клапанах виконуються тільки після відключення ГРП і стравлення тиску газу [2].

Охоронна зона навколо ГРП встановлюється відповідно до НПАОП 0.00-1.76-15 [2]. У цій зоні забороняється розміщення будь-яких споруд та матеріалів,

					КРБ.НТІТ.1.483-03.2.13	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		85

проведення робіт, не пов'язаних з обслуговуванням ГРП, а також розведення вогню. Будівля ГРП обладнується первинними засобами пожежогасіння та аварійним освітленням [2,31].

6.5. Дії персоналу в аварійних ситуаціях

Аварійні ситуації при експлуатації системи газопостачання можуть бути пов'язані з раптовим витоком газу, загазованістю приміщень, пожежею або вибухом. Відповідно до НПАОП 0.00-1.76-15 [2], кожен суб'єкт господарювання, який експлуатує систему газопостачання, зобов'язаний мати план локалізації та ліквідації аварійних ситуацій, затверджений керівником підприємства. Персонал повинен бути ознайомлений з цим планом під розпис і проходити практичні тренування не рідше одного разу на рік.

У разі виявлення загазованості приміщення необхідно негайно організувати ефективно провітрювання шляхом відчинення вікон і дверей, попередити мешканців будинку про заборону користування відкритим вогнем, курити та вмикати або вимикати електричні прилади й освітлення. Слід вжити заходів до виявлення та ліквідації місця витoku газу. Якщо ліквідувати витік власними силами неможливо, необхідно перекрити подачу газу та викликати аварійну службу за телефоном 104, а також евакуювати людей із небезпечної зони [2].

У разі виникнення пожежі необхідно негайно вивести людей із зони пожежі, перекрити подачу газу до приміщення, викликати пожежну охорону за телефоном 101 та приступити до гасіння пожежі наявними засобами пожежогасіння [31]. Категорично забороняється гасити газовий факел водою без попереднього перекривання газу – це може призвести до формування вибухонебезпечної суміші.

Про всі аварійні ситуації, нещасні випадки та факти травмування персоналу необхідно негайно повідомити керівника робіт та відповідальну посадову особу підприємства. Нещасні випадки на виробництві розслідуються та реєструються у встановленому порядку відповідно до Порядку розслідування та обліку нещасних випадків, затвердженого Кабінетом Міністрів України [37].

					КРБ.НТІТ.1.483-03.2.13	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		86

6.6. Засоби індивідуального та колективного захисту

Персонал, що здійснює будівництво та обслуговування системи газопостачання, забезпечується засобами індивідуального захисту (ЗІЗ) відповідно до галузевих норм [2,28]. До обов'язкових ЗІЗ належать: бавовняний костюм – строк носіння 12 місяців, кирзові чоботи – 12 місяців, утеплений зимовий костюм – 36 місяців, комбіновані рукавиці – 2 місяці, а також захисна каска, респіратор або фільтруючий протигаз – чергові. При виконанні робіт у загазованому середовищі застосовуються шлангові протигazi типу ПШ-1, ПШ-2 або ізолюючі апарати. Усі ЗІЗ повинні мати сертифікати відповідності та проходити своєчасну перевірку справності.

До засобів колективного захисту відносяться вентиляційні системи приміщень ГРП та споруд, що забезпечують не менше трикратного повітрообміну на годину, сигналізатори загазованості з автоматичним аварійним відключенням подачі газу при досягненні концентрації 10 % від нижньої концентраційної межі вибуховості, а також системи аварійного освітлення та зв'язку. Газопроводи та обладнання підлягають електрохімічному захисту від корозії відповідно до вимог НПАОП 0.00-1.76-15 [2].

Висновки до розділу

У розділі розроблено заходи з охорони праці при будівництві та безпечній експлуатації системи газопостачання низького тиску сільського населеного пункту відповідно до вимог Закону України «Про охорону праці» та НПАОП 0.00-1.76-15 «Правила безпеки систем газопостачання», що охоплюють організацію газонебезпечних робіт за нарядом-допуском, порядок пуску та технічного обслуговування газопроводів і ГРП, дії персоналу в аварійних ситуаціях, а також вимоги до засобів індивідуального та колективного захисту.

					КРБ.НТІТ.1.483-03.2.13	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		87

ВИСНОВКИ

1. У першому розділі проаналізовано нормативні вимоги, класифікацію систем газопостачання, особливості їх застосування в малих населених пунктах, а також вибір труб і монтаж газових мереж. Обґрунтовано доцільність побудови мереж низького тиску з поліетиленовими трубами.
2. В результаті проведеного розрахунку витрат газу для потреб населеного пункту визначено, що максимальна годинна витрата газу становить 453,2 м³/год. Річне споживання газу становить 894,8 тис.м³/рік..
3. Отримане мінімальне значення тиску 1083 Па в точці 16 більше допустимого значення у 1800 Па. Таким чином, в результаті проектування газової мережі дотримані нормативні вимоги за тиском.
4. За розрахунковою витратою газу 453,2 м³/год та умовами експлуатації для газопостачання даного об'єкту прийнятий ГРПШ-05-2У1 з двома регуляторами РДНК-400М та газовим обігрівом, пропускна здатність якого (600 м³/год) перевищує розрахункову з коефіцієнтом запасу 1,32, що відповідає вимогам ДБН В.2.5-20:2018 та НПАОП 0.00-1.76-15.
5. За результатами виконаних розрахунків загальні капітальні витрати на будівництво газових мереж у населеному пункті складають 5702.51 тис. грн., а їх термін окупності становить 4,34 років.
6. Розроблені заходи з охорони праці при будівництві та безпечній експлуатації системи газопостачання низького тиску сільського населеного пункту, що охоплюють організацію газонебезпечних робіт за нарядом-допуском, порядок пуску та технічного обслуговування газопроводів і ГРП, дії персоналу в аварійних ситуаціях, а також вимоги до засобів індивідуального та колективного захисту.

					КРБ.НТІТ.1.483-03.2.13	Арк.
						88
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ

1. ДБН В.2.5-20:2018. Газопостачання. – Київ: Мінрегіон України, 2019. – 116 с. URL: https://e-construction.gov.ua/laws_detail/3200377925350196674?doc_type=2
2. Правила безпеки систем газопостачання (НПАОП 0.00-1.76-15): наказ Міненерговугілля України від 15.05.2015 № 285. – Київ, 2015. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0674-15#Text>
3. 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.
4. ДСТУ EN 15001-1:2014. Газова інфраструктура. Газопроводи для максимального робочого тиску не більше 5 бар. Частина 1. – Київ: ДП «УкрНДНЦ», 2015.
5. Єнін П. М., Шишко Г. Г., Предун К. М. Газопостачання населених пунктів і об'єктів природним газом: навч. посіб. – Київ: Логос, 2002. – 360 с.
6. IGEM/G/1 – Designing Natural Gas Distribution Systems. Institution of Gas Engineers and Managers (UK). URL: <https://www.igem.org.uk/>
7. EN 1555-1:2010. Plastic piping systems for the supply of gaseous fuels – Polyethylene (PE). – Brussels: European Committee for Standardization, 2010.
8. Lin N., Sun X., Sun M., Li X., Liu C., Chen S., Meng T. Aging Performance and an Improved Evaluation Method for PE80 and PE100 Pipelines for Urban Gas // Applied Sciences. – 2024. – Vol. 14, № 21. – Article 9941. DOI: 10.3390/app14219941
9. Середюк М. Д., Малик В. Я., Болонний В. Т. Проектування та експлуатація систем газопостачання населених пунктів: навч. посіб. – Івано-Франківськ: Факел, 2003.
10. Середюк М. Д., Пилипів Л. Д., Зарубіна Ю. І. Технологічні розрахунки газових мереж населених пунктів: навч. посіб. – Івано-Франківськ: Факел, 2004.
11. ДСТУ EN 1555-2:2012. Системи пластмасових трубопроводів для постачання газоподібного палива. Поліетилен (ПЕ). Частина 2: Труби. – Київ: ДП

					КРБ.НТІТ.1.483-03.2.13	Арк.
						89
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

«УкрНДНЦ», 2013.

12. Труби поліетиленові для газопостачання ПЕ 80 (ПЕ 100). ЕТР. URL: <https://etr.com.ua/ua/pe80-100-pressure-gas-pipe>

13. ДБН В.2.5-64:2012. Внутрішній водопровід та каналізація. Частина I. Проектування. Частина II. Будівництво. – Київ: Мінрегіон України, 2013. URL: <https://dbn.co.ua/load/normativy/dbn/1-1-0-1059>

14. ДБН В.2.5-67:2013. Опалення, вентиляція та кондиціонування. – Київ: Мінрегіон України, 2013. URL: https://e-construction.gov.ua/laws_detail/3074971619479783152

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

16. ДБН В.2.5-75:2014. Каналізація. Зовнішні мережі та споруди. – Київ: Мінрегіон України, 2014. URL: https://e-construction.gov.ua/laws_detail/3200391384846566485?doc_type=2

17. ДБН В.2.5-39:2008. Теплові мережі. – Київ: Мінрегіон України, 2009. URL: https://e-construction.gov.ua/laws_detail/3879667345437754645?doc_type=2

18. СНІП 2.01.01-82. Будівельна кліматологія та геофізика. – Москва: Держбуд СРСР, 1983 (застосовується в частині, що не суперечить чинним нормам України).

19. 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.

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

21. Дорошенко Я. В., Карпаш М. О., Середюк О. Є. Газорозподільні системи та установки: навч. посіб. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2010. – 465 с.

22. ДСТУ EN 16726:2019 (EN 16726:2015, IDT). Газы горючі природні. Інфраструктура газової системи. Якість газу. – [Чинний від 2020-01-01]. – Київ : ДП «УкрНДНЦ», 2019. – 18 с. – (Національний стандарт України).

23. ДСТУ EN 60721-3-1:2014. Класифікація зовнішніх умов. Частина 3.

					КРБ.НТІТ.1.483-03.2.13	Арк.
						90
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Класифікація груп параметрів навколишнього середовища та їхніх ступенів суворості. Зберігання (EN 60721-3-1:1997, IDT) [Текст]. – Увед. 2016–01–01. – К. : ДП «УкрНДНЦ», 2015. – 24 с.

24. Довідник «Газорегуляторні пункти та установки». Глава 9. – М.: Газовик, 2021. – 480 с. ISBN 978-5-93347-065-1

25. 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/МВ_КР_БАК-2024.pdf

26. Паспорт та керівництво з експлуатації ГРПШ-05-2У1. – Документація заводу-виробника. URL: <https://tgp.net.ua/>

27. Паспорт регулятора тиску газу РДНК-400М. – Документація заводу-виробника. URL: [https://tgp.net.ua.](https://tgp.net.ua/)

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

29. НПАОП 60.3-1.01-10. Правила безпечної експлуатації магістральних газопроводів. – Київ, 2010. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0292-10#Text>

30. ДСТУ EN 15004-1:2014. Стаціонарні системи пожежогасіння. Газові системи пожежогасіння. Частина 1: Проектування, монтаж та технічне обслуговування. – Київ: ДП «УкрНДНЦ», 2016.

31. ДНАОП 0.00-1.07-94. Правила безпеки систем газопостачання України. – Київ, 1994 (чинний в частині, що не суперечить НПАОП 0.00-1.76-15).

32. EN 12007-1:2012. Gas infrastructure – Pipelines for maximum operating pressure up to and including 16 bar – Part 1: General functional requirements. – Brussels: CEN, 2012. URL: https://standards.iteh.ai/catalog/standards/cen/9cd1fde7-1a7a-4a15-ad90-4eeefd29bc28/en-12007-1-2012?srsItd=AfmBOor1dAqnmr9YSrtgI-0JLxpuK_kOCAifpOoMnWLq4uOdtMzT_RK

33. Регулятор тиску газу РДНК-400. TGP. URL: <https://tgp.net.ua/>

					КРБ.НТІТ.1.483-03.2.13	Арк.
						91
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

34. Учасники проектів Вікімедіа. Петрівка (Подільський район) – Вікіпедія. URL: [https://uk.wikipedia.org/wiki/Петрівка_\(Подільський_район\)](https://uk.wikipedia.org/wiki/Петрівка_(Подільський_район))

35. Zhou Y., Fan J., Dai B., Wu S., Wang R. et al. Risk analysis of urban low-pressure natural gas networks based on hybrid dynamic Bayesian networks // Journal of Loss Prevention in the Process Industries. – 2025. – Vol. 96. – Article 105649. DOI: 10.1016/j.jlp.2025.105649

36. ДБН В.2.5-41:2009. Газопроводи з поліетиленових труб. – Київ: Мінрегіонбуд України, 2010. – 56 с. URL: https://e-construction.gov.ua/laws_detail/3879672065808139473?doc_type=2

37. Порядок розслідування та обліку нещасних випадків, професійних захворювань та аварій на виробництві: постанова Кабінету Міністрів України від 17.04.2019 № 337 (зі змінами). URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/337-2019-%D0%BF>

					КРБ.НТІТ.1.483-03.2.13	Арк.
						92
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		