

**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** Проектування газотранспортної системи газопроводу  
продуктивністю  $4 \cdot 10^3 \text{ м}^3/\text{год}$  для населеного пункту

Здобувача (ки) Борець О.С.

Керівник проф. Бошкова І.Л.  
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

# 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

Борець Олександр Сергійович

1. Тема роботи Проектування газотранспортної системи газопроводу  
продуктивністю  $4 \cdot 10^3 \text{ м}^3/\text{год}$  для населеного пункту

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

тиск на початку газопроводу: 5,4 МПа, тиск у кінці газопроводу: за умовами ГРС,  
продуктивність газопроводу: 4000 м<sup>3</sup>/год;

Основні нормативні документи, що використовуються при проектуванні газових  
мереж

4. Перелік питань, які потрібно розробити

1. Призначення та основні функції газопроводу. 2. Перевірка трубопроводу на  
неприпустимі пластичні деформації. 3. Гідравлічний розрахунок простого  
газопроводу. 4. Охорона праці та техніка безпеки. 5. Техніко-економічне  
обґрунтування проекту.

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

1. Технологічна схему ГРС/ГРП, 2. Поздовжній профіль газопроводу. 3. План  
газорегуляторного пункту з розрізом. 4. Схема зовнішнього газопостачання

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

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

7. Дата видачі завдання 02.02.2026 р.

Керівник \_\_\_\_\_ Бошкова І.Л.

Завдання прийняв до виконання \_\_\_\_\_ Борець О.С.

**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 \_\_\_\_\_ Борець О.С.

Керівник роботи \_\_\_\_\_ Бошкова І.Л.

*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 Борець Олександр Сергійович

## РЕФЕРАТ

Кваліфікаційна робота складається з: 87 сторінок друкованого тексту, 9 рисунків, 11 таблиць, 37 посилань на джерела.

Розглядаються технічні вимоги щодо проектування газотранспортної системи газопроводу продуктивністю  $4 \cdot 10^3$  м<sup>3</sup>/год для населеного пункту. Вивчається нормативно-правова та технічна база проектування систем газопостачання. Аналізуються контрольно-вимірювальні прилади та автоматика. Проведений гідравлічний розрахунок газопроводу. Наведена характеристика об'єкта з погляду виробничої небезпеки. Наведені результати техніко-економічного обґрунтування проєкту.

**Ключові слова:** блок одоризації газу, блок очистки газу, підігрівач газу, блок редукування тиску, режиму руху, пропускна здатності газопроводу.

## ABSTRACT

Qualification work consists of 87 pages of printed text, 9 figures, 11 tables, 37 references.

The technical requirements for the design of a gas transportation system of a gas pipeline with a capacity of  $4 \cdot 10^3$  m<sup>3</sup>/h for a settlement are considered. The regulatory and technical basis for the design of gas supply systems is studied. Control and measuring instruments and automation are analyzed. A hydraulic calculation of the gas pipeline is performed. The characteristics of the facility from the point of view of industrial hazard are given. The results of the feasibility study of the project are given.

Keywords: gas odorization unit, gas purification unit, gas heater, pressure reduction unit, traffic mode, gas pipeline throughput.

## ЗМІСТ

ВСТУП	6
1. ОГЛЯД ЛІТЕРАТУРНИХ ДЖЕРЕЛ	7
1.1. Загальна характеристика предметної області проєктування газопроводів для населених пунктів	7
1.2. Нормативно-правова та технічна база проєктування систем газопостачання	9
1.3. Класифікація газопроводів і особливості вибору схеми газопостачання населеного пункту	12
1.4. Наукові підходи до гідравлічного розрахунку газопроводів	14
1.5. Матеріали труб, арматура та конструктивні рішення газових мереж	15
1.6. Газорегуляторні пункти, вузли обліку та обладнання системи	18
1.7. Енергоефективність, автоматизація та моніторинг режимів роботи газових мереж	20
1.8. Екологічні, економічні та організаційні аспекти проєктування	22
1.9. Узагальнення огляду та напрями використання результатів у дипломному проєкті	24
<b>2. ТЕХНОЛОГІЧНА ЧАСТИНА</b>	27
2.1. Загальна характеристика проєктованої газотранспортної системи	27
2.2. Призначення та основні функції газопроводу	28
2.3. Технологічна схема подачі та підготовки газу	28
2.4. Лінійна частина газопроводу	29
2.5. Вибір діаметра та матеріалу трубопроводу	30
2.6. Блок очистки газу	31
2.7. Блок редукування тиску	32
2.8. Підігрівач газу	33

2.9. Блок одоризації газу	34
2.10. Контрольно-вимірювальні прилади та автоматика	35
2.11. Гідравлічне випробування газопроводу	36
2.12. Очищення та осушення порожнини газопроводу	36
2.13. Антикорозійний захист трубопроводу	37
2.14. Пуск газопроводу в експлуатацію	37
2.15. Основні технологічні параметри проєктованої системи	38
Висновки до розділу 2	39
<b>3. РОЗРАХУНКОВА ЧАСТИНА</b>	<b>40</b>
3.1. Визначення товщини стінки трубопроводу	40
3.2. Перевірка трубопроводу на міцність	42
3.3. Перевірка трубопроводу на неприпустимі пластичні деформації	43
3.4. Гідравлічний розрахунок простого газопроводу	45
3.4.1. Основи гідравлічного розрахунку	45
3.4.2. Гідравлічний розрахунок газопроводу	47
3.4.3. Визначення швидкості руху газу	50
3.4.4. Визначення режиму руху газу	50
3.4.5. Визначення коефіцієнта гідравлічного тертя	51
3.4.6. Розрахунок втрат тиску по довжині газопроводу	52
3.4.7. Перевірка пропускної здатності газопроводу	53
3.4.8. Урахування місцевих опорів	53
3.4.9. Гідравлічний розрахунок блоку редукування	54
<b>4. ОХОРОНА ПРАЦІ ТА ТЕХНІКА БЕЗПЕКИ</b>	<b>55</b>
4.1. Загальні положення	55
4.2. Характеристика об'єкта з погляду виробничої небезпеки	56
4.3. Небезпечні та шкідливі виробничі фактори	57
4.4. Вимоги безпеки під час експлуатації газорозподільної станції	58
4.5. Безпека експлуатації блоку редукування	59

4.6. Безпека експлуатації підігрівача газу	59
4.7. Безпека під час роботи з блоком одоризації	60
4.8. Електробезпека	61
4.9. Пожежна та вибухова безпека	61
4.10. Газонебезпечні роботи	62
<b>5. ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ ПРОЄКТУ</b>	<b>64</b>
5.1. Загальна характеристика проектного рішення	64
5.2. Обґрунтування необхідності будівництва газопроводу	64
5.3. Технічна доцільність прийнятого рішення	65
5.4. Капітальні вкладення у будівництво газопроводу	66
5.5. Експлуатаційні витрати	68
5.6. Розрахунок річного обсягу транспортування газу	69
5.7. Економічний ефект від реалізації проєкту	70
5.8. Порівняння варіантів енергозабезпечення населеного пункту	71
5.9. Економічне значення вибору діаметра та товщини стінки трубопроводу	73
5.10. Економічне значення газорозподільної станції	74
5.11. Соціально-економічна ефективність проєкту	75
5.12. Екологічне обґрунтування	75
5.13. Оцінка надійності та безпеки як економічного фактора	76
<b>ВИСНОВКИ</b>	<b>77</b>
<b>ПЕРЕЛІК ЛІТЕРАТУРНИХ ДЖЕРЕЛ</b>	<b>78</b>

## ВСТУП

Проектування газотранспортної системи газопроводу продуктивністю  $4 \cdot 10^3$  м<sup>3</sup>/год для населеного пункту належить до типових, але водночас відповідальних інженерних задач бакалаврського рівня. Така продуктивність відповідає об'єкту місцевого або міжселищного значення, для якого необхідно забезпечити надійне транспортування природного газу від джерела живлення до споживачів з дотриманням нормативних вимог щодо тиску, пропускної здатності, безпеки, обліку та можливості подальшої експлуатації. У сучасних умовах проектування газових мереж не може обмежуватися лише вибором діаметра труби. Воно передбачає аналіз режимів споживання, гідравлічного опору, можливих аварійних ситуацій, розміщення запірної арматури, газорегуляторних пунктів, вузлів обліку, систем контролю й захисту.

Актуальність теми зумовлена тим, що природний газ і надалі залишається важливим енергоносієм для комунально-побутового сектору, малих промислових підприємств, котелень, об'єктів соціальної інфраструктури та індивідуального теплопостачання. Для населених пунктів питання газопостачання має не лише технічне, а й соціальне значення, оскільки від правильності прийнятих проектних рішень залежать стабільність теплопостачання, безпека мешканців, економічність експлуатації та можливість підключення перспективних споживачів. У дипломному проекті особливу увагу приділено гідравлічному розрахунку газопроводу на задану продуктивність, а також нормативному обґрунтуванню прийнятих рішень.

# 1. ОГЛЯД ЛІТЕРАТУРНИХ ДЖЕРЕЛ

## 1.1. Загальна характеристика предметної області проєктування газопроводів для населених пунктів

Газопостачання населених пунктів є частиною інженерної інфраструктури, яка забезпечує транспортування газоподібного палива від джерела постачання до кінцевих споживачів. У прикладному сенсі така система складається з зовнішніх газопроводів, пунктів редукування тиску, запірної та регулювальної арматури, вузлів обліку, засобів контролю, захисту від корозії та, за потреби, внутрішніх мереж будівель. На відміну від магістральних газопроводів великої протяжності, система газопостачання населеного пункту характеризується значною кількістю відгалужень, змінним режимом споживання, великою часткою побутових і комунальних навантажень, а також підвищеними вимогами до безпеки через близькість до житлової забудови.

У наукових та прикладних працях газові мережі розглядають як гідравлічні системи з розподіленими параметрами. Пропускна здатність газопроводу визначається діаметром, довжиною, шорсткістю внутрішньої поверхні, різницею тисків на початку і в кінці ділянки, густиною газу, температурою, коефіцієнтом стисливості та режимом руху. Для невеликих населених пунктів найчастіше важливими є не максимальні тиски, а забезпечення допустимого перепаду тиску між джерелом живлення та найбільш віддаленим споживачем. Саме тому гідравлічний розрахунок має бути пов'язаний зі схемою мережі та прогнозом годинної витрати газу.

Продуктивність  $4 \cdot 10^3 \text{ м}^3/\text{год}$  є достатньо значною для місцевої газової системи, тому при її проєктуванні необхідно передбачати не лише поточне споживання, а й резерв пропускної здатності. У бакалаврському проєкті це означає, що розрахункова схема повинна містити джерело підключення,

основний підвідний газопровід, можливий газорегуляторний пункт, розподільчі лінії та контрольні точки тиску. Для такої продуктивності особливо важливим є вибір оптимального тиску в підвідній ділянці, оскільки надто низький тиск призводить до збільшення діаметра і вартості будівництва, а надто високий — до ускладнення обладнання, підвищення вимог до безпеки та необхідності надійнішого регулювання.

Сучасні праці з проектування газових систем підкреслюють, що технічна ефективність мережі визначається не лише мінімальним капітальним вкладенням. Важливими є також стабільність режиму тиску, можливість локалізації аварійних ділянок, доступність обслуговування, технологічність монтажу, довговічність матеріалів і відповідність перспективній забудові. Тому у проектуванні газопроводу для населеного пункту доцільно застосовувати комплексний підхід: спочатку визначати структуру споживачів, потім формувати розрахункові витрати, після цього виконувати гідравлічний розрахунок і лише на завершальному етапі уточнювати конструктивні рішення.

Особливістю газотранспортної системи для населеного пункту є те, що вона працює в умовах нерівномірного споживання. Добові та сезонні коливання навантаження призводять до зміни швидкості руху газу, перепадів тиску і режимів роботи регуляторів. Для опалювального сезону характерні пікові навантаження, тоді як у літній період значна частина споживання припадає лише на приготування їжі, гаряче водопостачання або окремі технологічні потреби. Через це проєктна продуктивність  $4 \cdot 10^3$  м<sup>3</sup>/год має розглядатися як максимальна розрахункова витрата, за якої система повинна забезпечувати нормативні параметри навіть для найбільш віддалених споживачів.

Прикладні проєктні матеріали показують, що для населених пунктів доцільно застосовувати поєднання кільцевих і тупикових ділянок. Кільцева схема має вищу надійність і дає змогу подавати газ до споживача з двох

напрямків, але потребує більшої довжини трубопроводів. Тупикова схема є простішою та дешевшою, однак менш надійною при аварійному відключенні окремої ділянки.

## **1.2. Нормативно-правова та технічна база проєктування систем газопостачання**

Проєктування газових мереж в Україні ґрунтується на поєднанні будівельних норм, галузевих правил безпеки, кодексів функціонування ринку газу та загальних законів, що регулюють трубопровідний транспорт і ринок природного газу. Для дипломного проєкту першочергове значення мають вимоги ДБН В.2.5-20:2018 «Газопостачання», який визначає вимоги до проєктування при новому будівництві, реконструкції, капітальному ремонті та технічному переоснащенні систем газопостачання. Норми встановлюють загальні правила вибору схем, тисків, матеріалів, прокладання трубопроводів і розміщення обладнання [1].

Правове середовище функціонування газових систем визначається Законом України «Про ринок природного газу». Цей закон регламентує правові засади функціонування ринку, захист споживачів, безпеку постачання та інтеграцію з ринками Енергетичного Співтовариства [2]. Для дипломного проєкту важливо, що технічна система газопостачання не існує ізольовано від ринкових відносин: вона повинна забезпечувати можливість обліку, балансування, приєднання споживачів, контролю параметрів газу і дотримання договірних режимів постачання.

Закон України «Про трубопровідний транспорт» визначає загальні засади діяльності трубопровідного транспорту, його значення, порядок експлуатації та вимоги до безпеки [3]. Хоча газопровід населеного пункту не завжди належить до магістральних трубопроводів, загальні принципи безпеки, надійності, технологічної дисципліни та відповідальності операторів

мають бути враховані при проектуванні. Це особливо важливо для підвідних ділянок, газорегуляторних пунктів і ділянок, які працюють під підвищеним тиском.

Важливим нормативним документом є Кодекс газотранспортної системи, затверджений постановою НКРЕКП № 2493. Він є регламентом функціонування газотранспортної системи України та визначає правові, технічні, організаційні й економічні засади її роботи [4]. Для бакалаврського проєкту цей документ має довідкове значення в частині розуміння принципів транспортування, обліку, режимів роботи та взаємодії оператора ГТС з іншими учасниками ринку. Якщо проєктований газопровід підключається до джерела вищого рівня, необхідно враховувати вимоги щодо точок приєднання, якості газу, обліку та режимної дисципліни.

Для розподільчих мереж безпосереднє значення має Кодекс газорозподільних систем, затверджений постановою НКРЕКП № 2494. Він визначає порядок функціонування газорозподільних систем, умови доступу, приєднання, обліку, розподілу та взаємовідносин між оператором і споживачами [5]. У практичному проєктуванні мережі населеного пункту цей кодекс важливий тим, що закріплює роль оператора газорозподільної системи, вимоги до точок комерційного обліку, технічних умов і параметрів приєднання.

Правила безпеки систем газопостачання встановлюють вимоги безпеки до систем газопостачання для забезпечення споживачів природним газом з надлишковим тиском не більше 1,2 МПа, а також зрідженим вуглеводневим газом з надлишковим тиском не більше 1,6 МПа [6].

У міжнародній практиці важливими джерелами є стандарти ISO 13623, EN 1594, EN 12186 та ASME B31.8. ISO 13623 встановлює вимоги і рекомендації щодо проєктування, матеріалів, будівництва, випробування, експлуатації, технічного обслуговування та виведення з експлуатації трубопровідних систем у нафтовій і газовій промисловості [7]. EN 1594

стосується газопроводів з максимальним робочим тиском понад 16 бар і містить функціональні вимоги до таких систем [8]. EN 12186 регламентує функціональні вимоги до газорегуляторних станцій у системах транспортування та розподілу [9]. ASME B31.8 є одним із найбільш відомих кодів для систем транспортування та розподілу газу, охоплює проектування, монтаж, випробування і безпечну експлуатацію [10].

**Таблиця 1.1 – Основні нормативні документи, що використовуються при проектуванні газових мереж**

Документ	Сфера застосування	Значення для дипломного проєкту
ДБН В.2.5-20:2018 «Газопостачання»	Проектування систем газопостачання при новому будівництві та реконструкції	Основний документ для вибору схеми, тиску, прокладання та обладнання
Кодекс газорозподільних систем	Функціонування газорозподільних мереж, приєднання, облік	Визначає умови взаємодії з оператором ГРМ та споживачами
Правила безпеки систем газопостачання	Вимоги безпеки до будівництва та експлуатації систем газопостачання	Використовуються для розділу охорони праці та безпеки експлуатації
ISO 13623, EN 1594, EN 12186, ASME B31.8	Міжнародні вимоги до трубопроводів, газорегуляторних станцій і газових мереж	Дають змогу зіставити проєктні рішення з сучасною міжнародною практикою

### **1.3. Класифікація газопроводів і особливості вибору схеми газопостачання населеного пункту**

Газопроводи класифікують за призначенням, робочим тиском, матеріалом, способом прокладання, місцем розташування та функцією в системі газопостачання. За призначенням виділяють магістральні,

міжселищні, підвідні, розподільчі, ввідні та внутрішні газопроводи. Для теми дипломного проєкту найбільше значення мають підвідний і розподільчий газопроводи, оскільки вони забезпечують подачу газу до населеного пункту і розподіл між групами споживачів. Продуктивність  $4 \cdot 10^3$  м<sup>3</sup>/год свідчить про те, що підвідна ділянка має бути розрахована на значний годинний потік, а розподільча мережа — на нерівномірне споживання окремими зонами забудови.

За тиском газопроводи поділяють на мережі низького, середнього та високого тиску. Конкретні межі тиску визначаються нормативними документами, однак інженерна логіка вибору полягає в тому, що підвищений тиск доцільно використовувати для транспортування газу на більшу відстань або при значній продуктивності, а нижчий тиск — для безпечного безпосереднього підведення до побутових споживачів. У системі населеного пункту часто застосовується багатоступенева схема: підвідний газопровід вищого тиску, газорегуляторний пункт, розподільчі мережі середнього або низького тиску та ввідні газопроводи до споживачів.

Вибір схеми газопостачання залежить від планувальної структури населеного пункту, протяжності мережі, розміщення котелень, промислових об'єктів, житлових кварталів, перспективної забудови та рельєфу місцевості. У прикладних проєктах виділяють тупикові, кільцеві та змішані схеми. Тупикова схема має просту структуру, меншу довжину труб і нижчу вартість, але її недоліком є залежність кінцевих споживачів від справності однієї лінії. Кільцева схема підвищує надійність і стабільність тиску, однак потребує більшого обсягу будівництва. Змішана схема найчастіше є оптимальною для населених пунктів, оскільки поєднує кільцеві ділянки для основних напрямків і тупикові відгалуження для малих споживачів.

У літературі з проєктування газових мереж наголошується, що вибір схеми повинен враховувати не лише розрахункову пропускну здатність, а й можливість поетапного розвитку. Населений пункт може розширюватися,

з'являються нові житлові квартали, комунальні об'єкти, малі виробництва, теплогенераторні або котельні. Тому доцільно передбачати резерв пропускної здатності та можливість підключення додаткових гілок без повної реконструкції основного газопроводу.

Суттєве значення має розташування газопроводу в плані населеного пункту. Підземне прокладання є поширеним для зовнішніх мереж, оскільки зменшує вплив температурних коливань і захищає труби від механічних пошкоджень. Водночас воно потребує врахування корозійної активності ґрунту, перетинів з іншими інженерними мережами, глибини промерзання, умов доступу до арматури та можливості виконання ремонтних робіт. Надземне прокладання допускається в окремих випадках, але потребує додаткових заходів захисту від механічних впливів і температурних деформацій.

Для побутових і комунальних споживачів стабільність тиску є не менш важливою, ніж сама наявність пропускної здатності. Газові пальники, котли та інше обладнання розраховані на певний діапазон тисків. Значне зниження тиску на віддалених ділянках може призвести до нестійкого горіння, зменшення теплової потужності обладнання і погіршення безпеки. Тому при виборі схеми мережі слід забезпечити не тільки допустимий перепад тиску в головному газопроводі, а й рівномірний розподіл тиску в точках підключення споживачів.

Доцільно прийняти таку послідовність вибору схеми: визначити джерело газопостачання; оцінити розміщення основних споживачів; встановити максимальну годинну витрату  $4 \cdot 10^3$  м<sup>3</sup>/год; розмістити газорегуляторний пункт; сформувати кільцеві або змішані розподільчі мережі; виконати гідравлічну перевірку; уточнити діаметри; визначити місця встановлення арматури та вузлів обліку. Такий підхід забезпечує логічний зв'язок між теоретичним оглядом і розрахунковою частиною дипломного проєкту.

#### 1.4. Наукові підходи до гідравлічного розрахунку газопроводів

Гідравлічний розрахунок є центральним елементом проектування газопроводу, оскільки саме він дозволяє визначити діаметр труб, втрати тиску, швидкість руху газу та пропускну здатність системи. Для газових мереж розрахунок є складнішим, ніж для рідинних трубопроводів, через стисливість газу, залежність густини від тиску і температури, а також необхідність врахування коефіцієнта стисливості. У найпростішому наближенні використовують стаціонарний ізотермічний підхід, за якого вважають, що температура газу вздовж ділянки змінюється незначно, а витрата залишається сталою.

Праці з газової гідравліки зазначають, що різні рівняння можуть давати відмінні результати, оскільки були отримані для різних діапазонів тиску, діаметрів, режимів течії та протяжності трубопроводів [11]. Тому вибір формули повинен відповідати класу мережі, робочому тиску і довжині газопроводу.

Під час вибору діаметра виникає оптимізаційна задача. Зменшення діаметра знижує вартість труб, земляних робіт і арматури, але збільшує втрати тиску, швидкість руху газу і чутливість системи до пікових навантажень. Збільшення діаметра підвищує надійність і зменшує втрати тиску, однак збільшує капітальні витрати. Тому оптимальний діаметр повинен забезпечувати нормативний тиск у кінцевій точці при розрахунковій витраті  $4 \cdot 10^3 \text{ м}^3/\text{год}$  і водночас не бути економічно надмірним.

Для газопроводу продуктивністю  $4 \cdot 10^3 \text{ м}^3/\text{год}$  особливе значення має вибір допустимої швидкості. Надмірна швидкість збільшує гідравлічні втрати, шум, ерозійний вплив і чутливість до місцевих опорів. Занадто мала швидкість свідчить про надмірний діаметр і економічну неефективність. У літературі наводяться різні рекомендовані діапазони швидкостей залежно від тиску та призначення трубопроводу; остаточний вибір повинен

узгоджуватися з нормативними вимогами, економічним розрахунком і умовами експлуатації.

Окрему роль відіграють місцеві опори: повороти, трійники, засувки, переходи діаметрів, фільтри, регулятори тиску та лічильники. У спрощених розрахунках їх іноді враховують еквівалентною довжиною, але для точнішого проєктування слід оцінювати їхній вплив окремо. Це особливо важливо для газорегуляторних пунктів, де втрати на обладнанні можуть бути суттєвими порівняно з втратами в прямих ділянках трубопроводу.

Порівняльний аналіз гідравлічних методів дозволяє зробити висновок, що для бакалаврського проєкту доцільно застосовувати нормативно прийняту методуку, а результати перевіряти з позицій загальної газової гідравліки. Якщо у проєкті використовується програмний розрахунок, необхідно пояснити, які рівняння лежать в його основі, які припущення прийнято щодо температури, складу газу, шорсткості та коефіцієнта стисливості. Це підвищує наукову обґрунтованість проєктних рішень і дозволяє уникнути формального підбору діаметра без аналізу фізичної суті процесу.

## **1.5. Матеріали труб, арматура та конструктивні рішення газових мереж**

Вибір матеріалу труб є одним з ключових проєктних рішень, оскільки він впливає на довговічність, гідравлічний опір, вартість будівництва, умови монтажу, корозійну стійкість і безпеку експлуатації. У газових мережах традиційно застосовують сталеві та поліетиленові труби. Сталеві труби мають високу механічну міцність, стійкість до зовнішніх навантажень і можливість використання при підвищених тисках, але потребують антикорозійного захисту. Поліетиленові труби мають низьку шорсткість,

корозійну стійкість, меншу масу і зручність монтажу, проте мають обмеження за температурою, тиском і умовами прокладання.

Для газопроводу продуктивністю  $4 \cdot 10^3$  м<sup>3</sup>/год вибір матеріалу залежить від робочого тиску, діаметра, категорії ділянки, способу прокладання і вимог оператора газорозподільної системи. Підвідна ділянка вищого тиску може потребувати сталеві труби, особливо якщо вона проходить у складних умовах або має значний діаметр. Розподільчі мережі середнього чи низького тиску часто можуть виконуватися з поліетиленових труб, якщо це допускається нормами та умовами експлуатації.

Сталеві газопроводи потребують зовнішнього ізоляційного покриття та електрохімічного захисту від корозії. Корозія є одним із головних факторів зниження надійності підземних трубопроводів, тому в проєкті слід враховувати ґрунтові умови, наявність блукаючих струмів, вологість, агресивність середовища і строк експлуатації. Катодний захист, контроль ізоляції та періодична діагностика є необхідними елементами підтримання працездатності сталевих газопроводів.

Поліетиленові труби мають важливу перевагу — відсутність електрохімічної корозії. Їх монтаж може виконуватися зварюванням нагрітим інструментом або електрозварними муфтами, що забезпечує герметичність з'єднань. Проте поліетилен чутливий до ультрафіолетового випромінювання, механічних пошкоджень і температурних обмежень. Тому при прокладанні поліетиленових труб важливими є правильна глибина закладання, захист від пошкоджень, застосування сигнальної стрічки та дотримання технології зварювання.

Запірна арматура у газовій мережі призначена для локалізації ділянок при ремонті, аварії або технічному обслуговуванні. Її розміщення має забезпечувати можливість відключення окремих зон без припинення газопостачання всього населеного пункту. Для підвідного газопроводу та основних розподільчих ліній запірна арматура має особливо важливе

значення. У кільцевих схемах вона дозволяє змінювати напрямок живлення і підвищує ремонтпридатність мережі.

До місцевих опорів і конструктивних елементів газової мережі належать трійники, відводи, переходи, компенсатори, футляри при перетині доріг, залізниць або інших інженерних комунікацій. У дипломному проєкті ці елементи повинні бути не лише показані на схемі, а й враховані при розрахунку втрат тиску або принаймні обґрунтовані з позицій безпеки. Наприклад, перетин автомобільної дороги потребує додаткового захисту трубопроводу від механічних навантажень.

Вибір діаметра труб пов'язаний із сортаментом. Розрахунковий діаметр, отриманий за гідравлічною формулою, зазвичай не збігається з реальним стандартним розміром. Тому після розрахунку необхідно прийняти найближчий більший стандартний діаметр і повторно перевірити гідравлічний режим. Такий підхід забезпечує надійність, але може збільшити запас пропускної здатності. У проєкті доцільно пояснити цю різницю між розрахунковим і прийнятим діаметром.

Питання герметичності є принциповим для газових мереж. На відміну від водопровідних систем, витік газу створює ризик вибуху, пожежі та отруєння продуктами горіння при неправильній роботі обладнання. Тому всі з'єднання, арматура, фланці, регулятори, лічильники і переходи повинні мати конструктивні рішення, що забезпечують герметичність. Після будівництва газопровід підлягає випробуванням на міцність і герметичність згідно з нормативними вимогами.

У сучасних прикладних працях значна увага приділяється життєвому циклу трубопроводу. Вартість газової мережі визначається не лише витратами на будівництво, але й витратами на експлуатацію, ремонт, діагностику, захист від корозії та можливу реконструкцію. Тому при виборі матеріалу слід порівнювати не тільки початкову вартість труб, а й очікувану довговічність, вартість обслуговування і ризику пошкоджень. Для

бакалаврського проєкту достатньо навести якісне порівняння, але воно повинно бути логічно пов'язане з прийнятим рішенням.

Таким чином, вибір матеріалів і арматури для газопроводу продуктивністю  $4 \cdot 10^3$  м<sup>3</sup>/год має виконуватися з урахуванням робочого тиску, гідравлічного режиму, умов прокладання, безпеки, ремонтпридатності та економічності. Огляд літератури показує, що універсального матеріалу для всіх ділянок не існує: сталеві труби доцільні для більш навантажених і відповідальних ділянок, поліетиленові — для розподільчих мереж за умови дотримання нормативних обмежень.

### **1.6. Газорегуляторні пункти, вузли обліку та обладнання системи**

Газорегуляторні пункти є одним із найважливіших елементів системи газопостачання населеного пункту. Їх основна функція полягає у зниженні тиску газу з рівня підвідного газопроводу до рівня, придатного для розподільчої мережі або конкретного споживача. Крім редукування, газорегуляторні пункти виконують функції очищення газу, запобігання аварійному підвищенню або зниженню тиску, контролю параметрів і, у багатьох випадках, обліку витрати. Для системи продуктивністю  $4 \cdot 10^3$  м<sup>3</sup>/год вибір регулятора, фільтра, запобіжної арматури та схеми резервування має бути обґрунтований розрахунковою витратою і режимом споживання.

У міжнародних стандартах, зокрема EN 12186, газорегуляторні станції розглядаються як об'єкти, що повинні забезпечувати надійність, безпеку самої станції, безпеку нижчерозташованої системи та безперервність обслуговування [9]. Це означає, що при проєктуванні потрібно враховувати не лише номінальну пропускну здатність регулятора, а й аварійні режими, можливість відмови окремого елемента, необхідність запобіжного відключення, очищення газу і доступу персоналу для обслуговування.

Типова схема газорегуляторного пункту включає вхідну засувку, фільтр, регулятор тиску, запобіжно-запірний клапан, запобіжно-скидний клапан, контрольно-вимірювальні прилади, байпасну лінію та вихідну засувку. Для більш відповідальних об'єктів передбачають дві лінії редукування: робочу та резервну. Така схема підвищує надійність, оскільки дозволяє виконувати обслуговування без повного припинення подачі газу. У дипломному проєкті доцільно обґрунтувати, чи потрібна резервна лінія для продуктивності  $4 \cdot 10^3$  м<sup>3</sup>/год, виходячи з категорії споживачів.

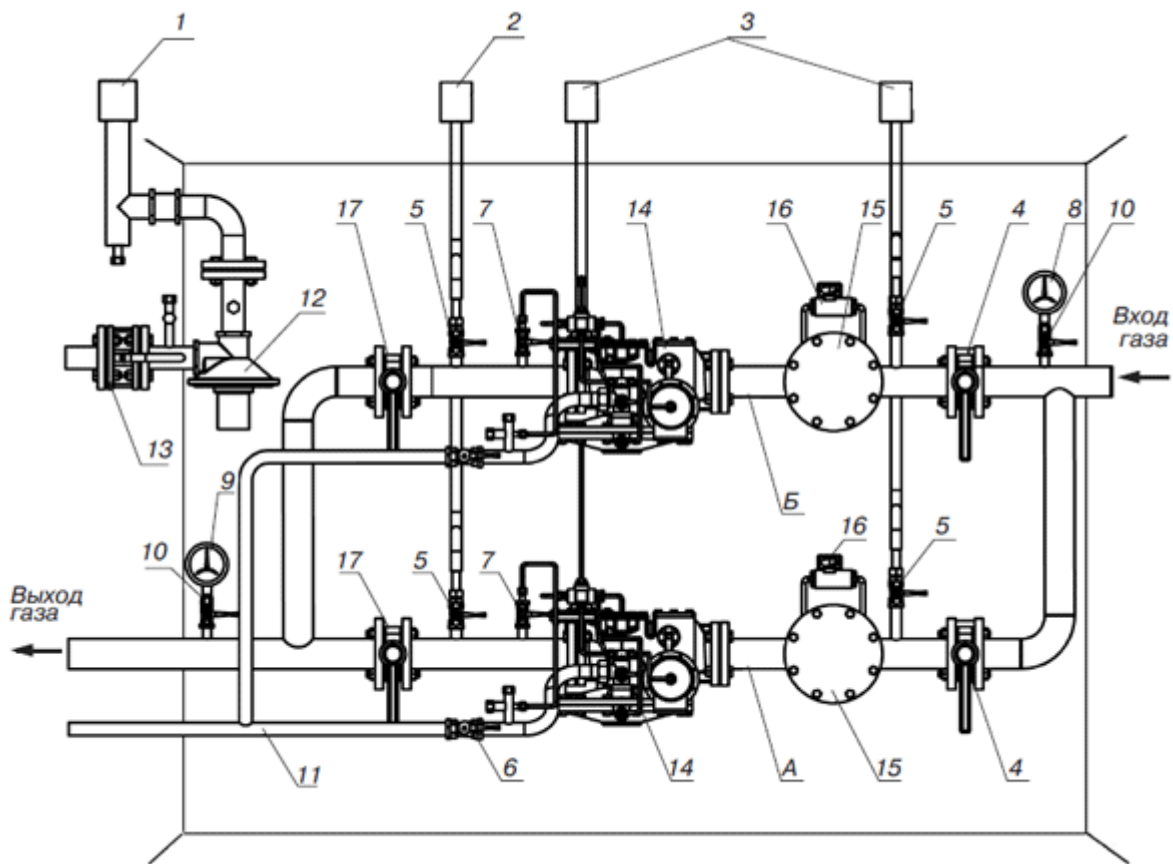


Рис. 1.1. Типова схема газорегуляторного пункту

Вузол обліку газу забезпечує визначення фактичної витрати і є необхідним елементом взаємодії між оператором мережі та споживачем або між різними рівнями газової інфраструктури. Облік може виконуватися за допомогою ротаційних, турбінних, ультразвукових, мембранних або інших лічильників залежно від витрати, тиску, точності та умов експлуатації. Для

витрати  $4 \cdot 10^3$  м<sup>3</sup>/год побутові лічильники не підходять; потрібен промисловий або вузловий засіб обліку, що відповідає діапазону витрат і тисків.

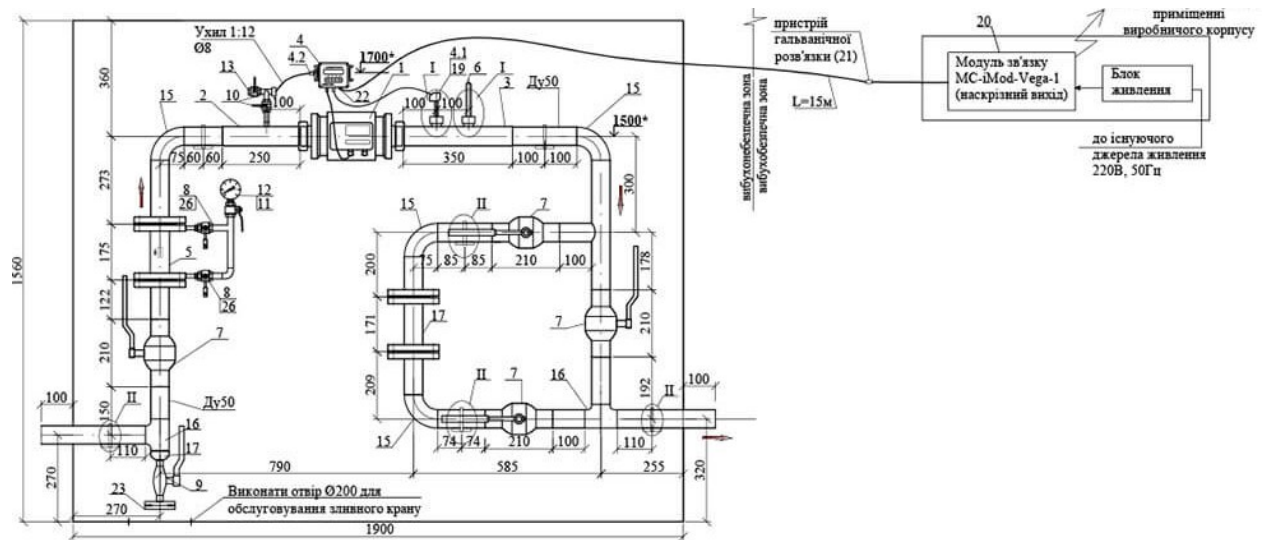


Рис. 1.2. Вузол обліку газу

Важливою вимогою до вузлів обліку є забезпечення необхідних прямих ділянок до і після лічильника, стабільності потоку, доступу для перевірки та можливості встановлення засобів корекції за температурою і тиском. Оскільки об'єм газу залежить від температури і тиску, комерційний облік часто потребує приведення витрати до стандартних умов. У дипломному проєкті доцільно зазначити, що номінальна продуктивність  $4 \cdot 10^3$  м<sup>3</sup>/год повинна розглядатися з урахуванням умов вимірювання та приведення об'єму.

Фільтри у газорегуляторних пунктах захищають регулятори, клапани і лічильники від механічних домішок. Забруднення може призвести до нестабільної роботи регулятора, зростання втрат тиску або пошкодження чутливих елементів. Тому при виборі фільтра потрібно враховувати пропускну здатність, допустимий перепад тиску, ступінь очищення і можливість обслуговування. У розрахунках втрати тиску на фільтрі також можуть бути істотними, особливо при великих витратах.

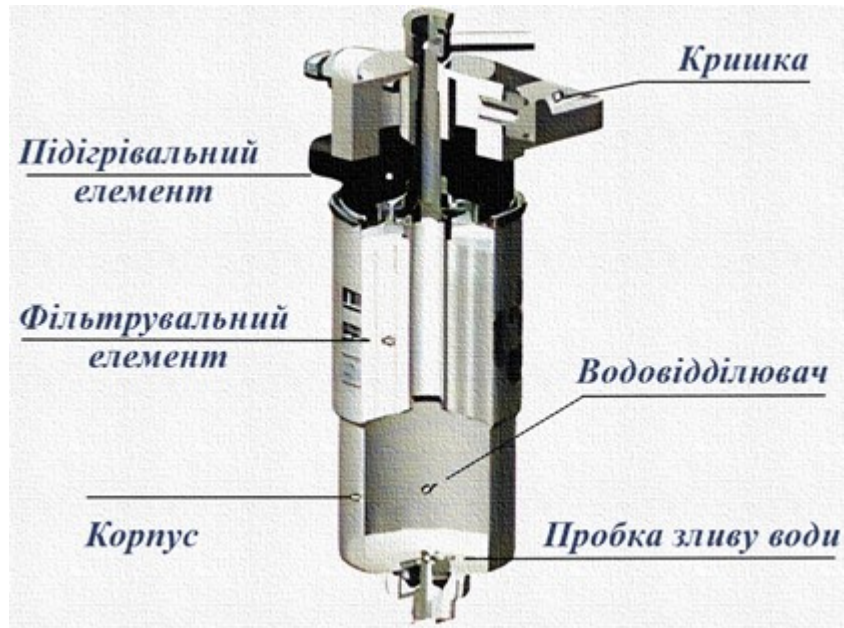


Рис. 1.3. Фільтри у газорегуляторних пунктах

Регулятори тиску повинні забезпечувати стабільний вихідний тиск у широкому діапазоні витрат. При малих витратах можливі нестійкі режими, а при максимальних — зниження точності регулювання або надмірний перепад тиску. Тому вибір регулятора повинен виконуватися за номінальною витратою, діапазоном вхідного тиску, потрібним вихідним тиском і класом точності. Для населеного пункту важливим є також рівень шуму, оскільки газорегуляторний пункт може бути розташований поблизу забудови.

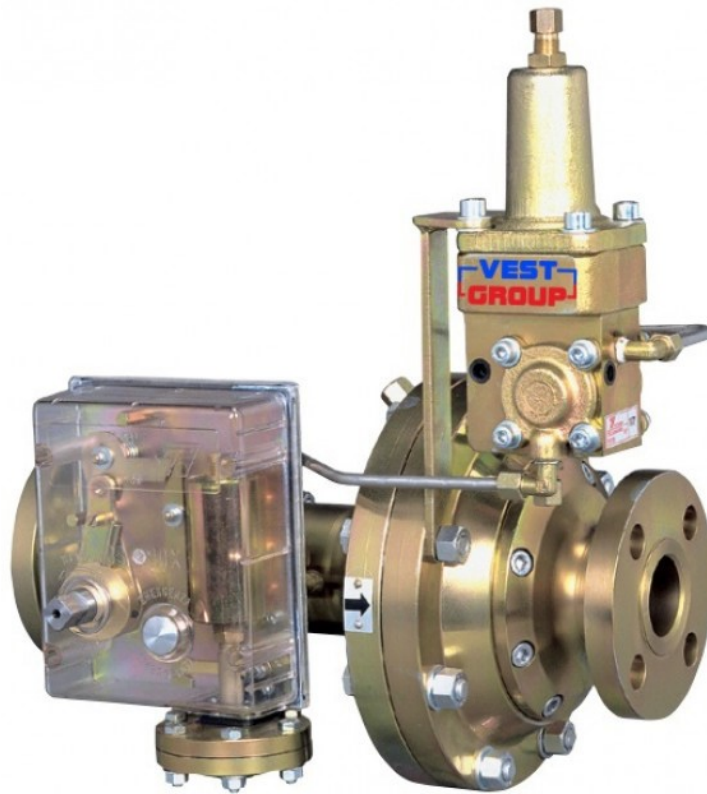


Рис. 1.4. Регулятори тиску на ГРС

Запобіжна арматура має запобігати небезпечному підвищенню тиску в розподільчій мережі. Якщо регулятор тиску виходить з ладу у відкритому положенні, нижчерозташована мережа може отримати тиск, на який вона не розрахована. Запобіжно-запірні та запобіжно-скидні пристрої обмежують такий ризик. Сучасні газорегуляторні пункти можуть оснащуватися телеметрією, датчиками тиску, температури, перепаду на фільтрі, положення арматури, сигналізацією і передачею даних диспетчеру. Для невеликого населеного пункту ступінь автоматизації може бути обмеженим, але навіть базовий контроль вхідного і вихідного тиску підвищує безпеку та спрощує експлуатацію. У перспективі цифровий моніторинг дозволяє виявляти витіки, несанкціоновані відбори, засмічення фільтрів і порушення режимів.

## **1.7. Енергоефективність, автоматизація та моніторинг режимів роботи газових мереж**

Енергоефективність газотранспортної системи для населеного пункту проявляється не в споживанні електроенергії на транспортування, як у компресорних магістральних мережах, а насамперед у зменшенні надлишкових втрат тиску, правильному виборі діаметрів, стабільній роботі регуляторів і мінімізації втрат газу через витоки. Для газопроводу продуктивністю  $4 \cdot 10^3$  м<sup>3</sup>/год значні перепади тиску можуть свідчити про недостатній діаметр або нераціональну схему, тоді як надмірно великий діаметр збільшує вартість будівництва. Тому енергоефективність у такому проєкті пов'язана з оптимальним співвідношенням між капітальними витратами і гідравлічними характеристиками.

Автоматизація газових мереж розвивається у напрямі дистанційного контролю тиску, витрати, температури, стану фільтрів, положення запірної арматури та сигналів аварійного захисту. Для невеликих населених пунктів повна SCADA-система може бути економічно недоцільною, однак базова телеметрія на газорегуляторному пункті є корисною. Вона дозволяє контролювати зміну тиску, фіксувати пікові навантаження, швидко реагувати на несправності та накопичувати дані для подальшої оптимізації режимів роботи.

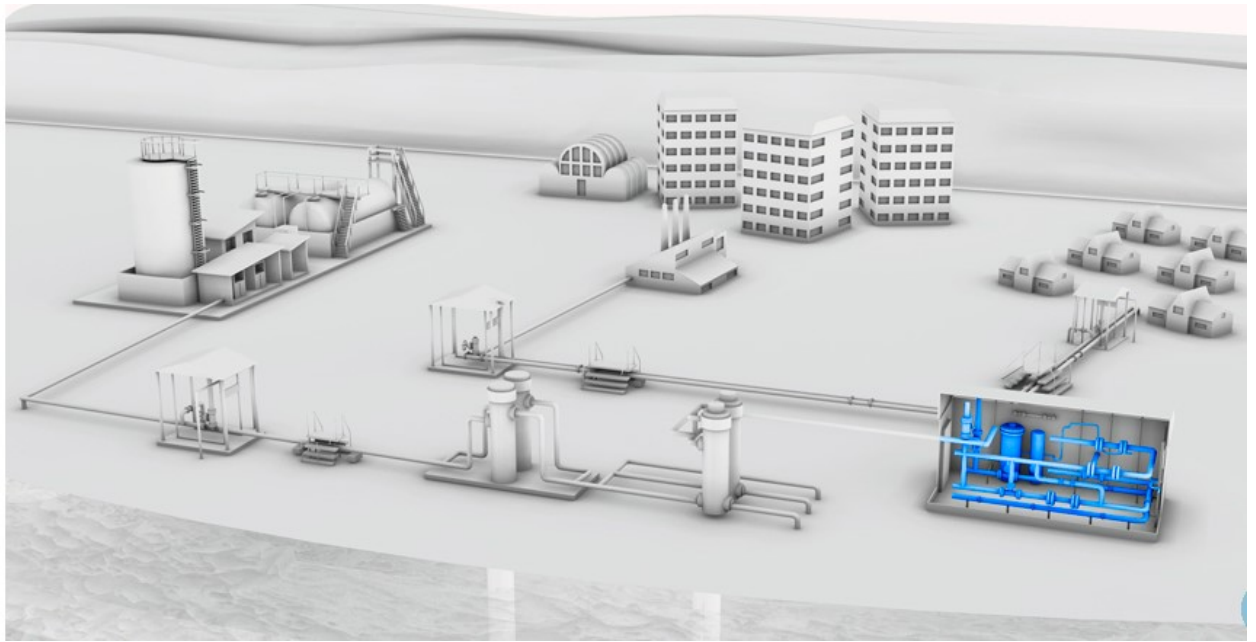


Рис. 1.5. Автоматизація газових мереж

Економія газу також пов'язана з точністю обліку. Неточний або неправильно підібраний лічильник може призвести до комерційних втрат, спотворення балансу і неможливості правильно оцінити фактичне навантаження. Для витрати  $4 \cdot 10^3$  м<sup>3</sup>/год слід застосовувати засоби обліку, що працюють у потрібному діапазоні витрат і мають можливість приведення об'єму до стандартних умов. Вузол обліку має бути частиною загальної системи контролю, а не лише комерційним приладом.

Питання втрат газу в розподільчих мережах має і технічне, і екологічне значення. Метан є парниковим газом, тому зменшення витоків важливе не тільки для безпеки, але й для екологічної відповідальності. Регулярний контроль герметичності, своєчасний ремонт, використання якісної арматури і матеріалів, а також точне ведення документації траси газопроводу знижують ризик неконтрольованих втрат.

Сучасні цифрові підходи включають гідравлічні моделі мережі, які оновлюються за даними вимірювань. Такі моделі дозволяють прогнозувати тиск у різних точках мережі, аналізувати аварійні режими, оцінювати наслідки підключення нових споживачів і перевіряти достатність пропускної

здатності. У дипломному проєкті можна обмежитися розрахунковою схемою, але доцільно зазначити, що її подальший розвиток може бути реалізований у програмному середовищі для моделювання газових мереж.

З точки зору експлуатації, енергоефективність також визначається якістю регулювання тиску. Якщо вихідний тиск газорегуляторного пункту встановлений надмірно високим, у мережі зростає ризик витоків і навантаження на обладнання. Якщо він занадто низький, віддалені споживачі можуть не отримувати достатнього тиску при пікових витратах. Тому налаштування регулятора має бути узгоджене з гідравлічним розрахунком і фактичними режимами споживання.

Моніторинг технічного стану сталевих газопроводів включає контроль корозійного захисту, вимірювання потенціалів, перевірку ізоляційного покриття і періодичне обстеження траси. Для поліетиленових труб основна увага приділяється виявленню механічних пошкоджень, стану зварних з'єднань і дотриманню охоронної зони. У будь-якому випадку проєкт має передбачати можливість ідентифікації траси, доступу до арматури та виконання ремонтних робіт.

### **1.8. Екологічні, економічні та організаційні аспекти проєктування**

Проєктування газопроводу для населеного пункту має враховувати екологічні наслідки будівництва та експлуатації. На етапі будівництва вплив пов'язаний із земляними роботами, тимчасовим порушенням ґрунтового покриву, перетином доріг і комунікацій, можливим видаленням зелених насаджень і організацією будівельного майданчика. На етапі експлуатації основними екологічними ризиками є витoki метану, аварійні викиди газу при спрацюванні запобіжних пристроїв і непрямий вплив через спалювання газу у споживачів. Тому екологічний розділ проєкту повинен містити заходи щодо мінімізації витоків і безпечного виконання робіт.

Економічна ефективність газопроводу визначається сумою капітальних і експлуатаційних витрат. Капітальні витрати включають труби, арматуру, газорегуляторний пункт, вузол обліку, земляні роботи, зварювання, випробування, проектні роботи і відновлення благоустрою. Експлуатаційні витрати включають обслуговування, контроль герметичності, ремонт, діагностику, облік, захист від корозії та аварійні роботи. Тому мінімальна вартість будівництва не завжди означає найкраще рішення протягом життєвого циклу.

Одним із важливих економічних компромісів є вибір діаметра. Менший діаметр зменшує вартість труб і монтажу, але збільшує втрати тиску і може обмежити перспективне підключення нових споживачів. Більший діаметр забезпечує резерв, але збільшує початкові інвестиції. Для проекту продуктивністю  $4 \cdot 10^3$  м<sup>3</sup>/год доцільно оцінити не тільки поточне навантаження, а й можливе зростання споживання. Якщо населений пункт має перспективу розвитку, невеликий запас пропускної здатності може бути технічно й економічно виправданим.

Організаційні аспекти включають отримання технічних умов, погодження траси, взаємодію з оператором газорозподільної системи, дотримання охоронних зон, оформлення виконавчої документації і передачу об'єкта в експлуатацію. У бакалаврському проекті ці питання можна розглядати узагальнено, але вони показують, що проект газопроводу є не лише розрахунковою задачею. Він потребує координації з власниками земельних ділянок, дорожніми службами, водопровідними, електричними, тепловими та іншими мережами.

Екологічною перевагою газопостачання порівняно з твердим паливом є зменшення локальних викидів пилу, сажі, оксидів сірки та продуктів неповного згоряння. Проте природний газ залишається викопним паливом, тому сучасні проекти повинні враховувати перспективу підвищення енергоефективності споживачів і можливу інтеграцію з низьковуглецевими

технологіями. Міжнародні стандарти вже розглядають питання сумішей з воднем і сумісності газової інфраструктури з новими газами, що може мати значення для майбутньої модернізації мереж.

Таким чином, екологічні, економічні та організаційні аспекти доповнюють технічний розрахунок і дозволяють оцінити проєкт комплексно. У бакалаврському дипломі доцільно включити коротке обґрунтування вибору траси, матеріалів, діаметра і обладнання з позицій вартості, безпеки, впливу на довкілля та перспективного розвитку населеного пункту.

### **1.9. Узагальнення огляду та напрями використання результатів у дипломному проєкті**

Проведений огляд наукових і прикладних праць показує, що проєктування газотранспортної системи газопроводу продуктивністю  $4 \cdot 10^3$  м<sup>3</sup>/год для населеного пункту є комплексною інженерною задачею. Вона поєднує нормативне обґрунтування, гідравлічний розрахунок, вибір схеми мережі, підбір матеріалів і обладнання, аналіз безпеки, оцінку надійності та організаційні питання будівництва й експлуатації. Основою проєктування є забезпечення потрібної витрати газу при допустимих втратах тиску і безпечних умовах роботи.

У нормативному аспекті першочергове значення мають ДБН В.2.5-20:2018, Кодекс газорозподільних систем, Кодекс газотранспортної системи, Закон України «Про ринок природного газу», Закон України «Про трубопровідний транспорт» і Правила безпеки систем газопостачання. Вони визначають обмеження, яких необхідно дотримуватися при розрахунку, виборі матеріалів, прокладанні, розміщенні обладнання, обліку та експлуатації. Міжнародні стандарти ISO, EN та ASME дозволяють ширше розглянути питання функціональної безпеки, життєвого циклу та сучасного управління газовими мережами.

Огляд матеріалів труб показує, що вибір між сталевими і поліетиленовими трубами має бути диференційованим. Сталеві труби доцільні для відповідальних ділянок, підвищених тисків або складних умов прокладання, тоді як поліетиленові труби є ефективними для багатьох розподільчих мереж завдяки корозійній стійкості і гладкій внутрішній поверхні. Остаточний вибір повинен відповідати нормам, робочому тиску, умовам прокладання та вимогам оператора.

Газорегуляторний пункт і вузол обліку повинні бути розраховані на максимальну витрату і змінні режими споживання. Для об'єкта продуктивністю  $4 \cdot 10^3$  м<sup>3</sup>/год важливо забезпечити стабільне редукування тиску, захист від аварійного перевищення, очищення газу, точний облік і можливість технічного обслуговування. У дипломному проєкті доцільно показати принципову схему такого пункту та обґрунтувати вибір основних елементів.

Надійність і безпека мають бути розглянуті не як формальний розділ, а як наскрізний критерій усіх проєктних рішень. Схема мережі, розміщення арматури, вибір матеріалу, захист від корозії, випробування, контроль тиску і організація експлуатації повинні спрямовуватися на запобігання витокам, аварійному підвищенню тиску та припиненню газопостачання значної кількості споживачів. Для цього доцільно включити в проєкт заходи секціонування мережі і контролю ключових параметрів.

Перспективним напрямом є впровадження базової автоматизації газорегуляторного пункту, що дозволяє контролювати тиск і витрату, аналізувати пікові режими і своєчасно виявляти несправності.

## 2. ТЕХНОЛОГІЧНА ЧАСТИНА

### 2.1. Загальна характеристика проєктованої газотранспортної системи

Проєктована газотранспортна система призначена для забезпечення природним газом населеного пункту з розрахунковою продуктивністю:

$$Q = 4 \cdot 10^3 \text{ м}^3/\text{год}$$

Основним завданням газотранспортної системи є надійне транспортування природного газу від джерела подачі до газорозподільної станції, його підготовка до подальшої подачі споживачам, зниження тиску до необхідного рівня, очищення від механічних домішок, підігрівання, одоризація та забезпечення безпечної експлуатації.

До складу проєктованої системи входять:

- лінійна частина газопроводу;
- кранові вузли;
- газорозподільна станція;
- блок очистки газу;
- блок редукування тиску;
- підігрівач газу;
- блок одоризації;
- контрольно-вимірювальні прилади та автоматика;
- запірні, регулювальні та запобіжна арматура;
- засоби випробування, продування та контролю герметичності.

Газопровід є відповідальним інженерним об'єктом, тому під час його проєктування необхідно враховувати не тільки гідравлічні та міцнісні параметри, але й вимоги технологічної надійності, безпеки, ремонтпридатності, можливості локалізації аварійних ділянок і стабільності газопостачання споживачів.

## **2.2. Призначення та основні функції газопроводу**

Газопровід призначений для транспортування природного газу до населеного пункту з подальшим розподілом між комунально-побутовими, житловими, адміністративними та можливими виробничими споживачами.

Основні функції газопроводу:

- транспортування природного газу з необхідною витратою;
- забезпечення стабільного тиску на вході до газорозподільної станції;
- передача газу до системи очищення, редукування, підігріву та одоризації;
- забезпечення можливості відключення окремих ділянок;
- забезпечення безпечної експлуатації за рахунок контролю тиску, герметичності та стану арматури;
- створення умов для подальшого розвитку системи газопостачання населеного пункту.

Проектна продуктивність  $4 \cdot 10^3$  м<sup>3</sup>/год дозволяє забезпечити газопостачання населеного пункту з урахуванням нерівномірності добового та сезонного споживання. Найбільше навантаження на систему очікується в опалювальний період, коли витрата газу збільшується за рахунок роботи котелень, індивідуальних систем опалення та об'єктів соціального призначення.

## **2.3. Технологічна схема подачі та підготовки газу**

Технологічний процес роботи газотранспортної системи можна подати у вигляді послідовності таких стадій:

Магістральний або підвідний газопровід - Запірний крановий вузол - Блок очистки газу - Блок редукування тиску - Підігрівач газу - Блок одоризації - Вихідний газопровід до споживачів.

На першому етапі природний газ надходить до газорозподільної станції. Перед подачею до обладнання ГРС газ проходить через запірну арматуру, яка дозволяє відключати станцію або окремі її технологічні лінії у разі ремонту, аварійної ситуації або планового обслуговування.

Далі газ надходить до блоку очистки, де з нього видаляються механічні домішки, пил, конденсат і рідкі включення. Очищення газу є необхідною умовою надійної роботи регуляторів тиску, запірної арматури, витратомірних пристроїв і контрольно-вимірювальних приладів.

Після очищення газ направляється до блоку редукування. У цьому блоці тиск газу знижується до заданого значення, необхідного для подальшої подачі в газорозподільну мережу населеного пункту. Редукування повинно виконуватися автоматично, із забезпеченням стабільного вихідного тиску незалежно від коливань вхідного тиску та зміни витрати газу споживачами.

Підігрівач газу використовується для запобігання зниженню температури газу під час редукування. При зниженні тиску газу можливе охолодження потоку, що може призвести до утворення конденсату або гідратів. Тому підігрів газу є важливим технологічним елементом, який підвищує надійність роботи регуляторів і запобігає обмерзанню арматури.

На завершальному етапі газ проходить через блок одоризації. Оскільки природний газ у чистому вигляді практично не має запаху, до нього додають одорант. Це дозволяє своєчасно виявляти витіки газу в мережі та у споживачів.

#### **2.4. Лінійна частина газопроводу**

Лінійна частина газопроводу є основною транспортною ділянкою, яка забезпечує подачу газу до газорозподільної станції або безпосередньо до системи газопостачання населеного пункту.

До складу лінійної частини входять:

- сталевий трубопровід;
- зварні стики;
- ізоляційне покриття;
- кранові вузли;
- переходи через природні та штучні перешкоди;
- засоби контролю стану трубопроводу;
- елементи електрохімічного захисту;
- блок-бокси контролю, телемеханіки та катодного захисту.

У проєктних матеріалах передбачено розміщення кранових вузлів і блок-боксів контролю та телемеханіки на лінійній частині газопроводу. Такі рішення дозволяють забезпечити оперативне керування роботою системи, контроль технологічних параметрів і можливість локалізації окремих ділянок газопроводу під час ремонтних або аварійних робіт.

Прокладання газопроводу виконується переважно підземним способом. Такий спосіб прокладання забезпечує захист трубопроводу від механічних пошкоджень, атмосферного впливу та температурних коливань. Водночас підземне прокладання потребує якісного антикорозійного захисту, контролю ізоляційного покриття та застосування системи електрохімічного захисту.

## **2.5. Вибір діаметра та матеріалу трубопроводу**

Вибір діаметра трубопроводу є одним із ключових етапів проєктування газотранспортної системи. Діаметр повинен забезпечувати транспортування заданої витрати газу при допустимих втратах тиску. Занадто малий діаметр призводить до збільшення швидкості руху газу, зростання гідравлічного опору та втрат тиску. Занадто великий діаметр збільшує вартість труб, арматури, земляних і монтажних робіт.

Для проєктованої продуктивності:

$$Q = 4000 \text{ м}^3/\text{Год}$$

діаметр трубопроводу обирається з урахуванням:

- робочого тиску;
- довжини траси;
- допустимої швидкості руху газу;
- втрат тиску;
- режиму роботи системи;
- перспективного розвитку населеного пункту;
- вимог міцності та безпеки.

У розрахункових матеріалах для трубопроводу використовується зовнішній діаметр:

$$D_n = 32,5 \text{ см,}$$

тобто трубопровід умовного діаметра близько DN 300–325. Для такого трубопроводу виконується розрахунок товщини стінки, перевірка на міцність і перевірка на недопустимі пластичні деформації. За результатами розрахунку приймається товщина стінки 6 мм.

Матеріал труб повинен мати достатню міцність, пластичність, зварюваність і корозійну стійкість. Для магістральних і підвідних газопроводів зазвичай застосовують сталеві труби, які відповідають вимогам нормативної документації та мають необхідні механічні характеристики.

## **2.6. Блок очистки газу**

Блок очистки газу призначений для видалення з природного газу механічних домішок, краплинної рідини, конденсату та інших забруднень. Наявність домішок у газовому потоці може призвести до ерозійного зношування трубопроводів, засмічення регуляторів тиску, пошкодження запірної арматури, зниження точності контрольно-вимірювальних приладів і порушення нормальної роботи обладнання.

У проєктних матеріалах передбачено застосування вбудованих двоступеневих фільтрів типу ФВД, які використовуються для очищення стисненого неагресивного газу від рідин і механічних домішок.

Основні функції блоку очистки:

- захист регуляторів тиску від забруднення;
- зменшення ерозійного зношування трубопроводів;
- видалення рідинної фази;
- підвищення надійності роботи ГРС;
- забезпечення стабільної роботи блоку редукування;
- покращення умов експлуатації обладнання.

Блок очистки може бути конструктивно об'єднаний з блоком переключення, що дозволяє створити компактний технологічний вузол. Таке рішення зменшує площу розміщення обладнання, скорочує довжину внутрішніх трубопроводів і спрощує технічне обслуговування.

Під час експлуатації блоку очистки необхідно контролювати перепад тиску на фільтрувальних елементах. Збільшення перепаду тиску свідчить про забруднення фільтра та необхідність його очищення або заміни.

## **2.7. Блок редукування тиску**

Блок редукування є одним із головних елементів газорозподільної станції. Його призначення — автоматичне зниження тиску природного газу з високого або середнього рівня до заданого вихідного тиску, необхідного для подальшої подачі споживачам.



Рис. 2.1. Блок редукування тиску

У матеріалах дипломного проєкту розглядається блок редукування «Істок», який забезпечує підтримання вихідного тиску газу в межах, заданих споживачем. У презентації зазначено, що блок може забезпечувати редукування тиску з діапазону 1,6...7,5 МПа до 0,3...4,2 МПа.

Основні функції блоку редукування:

- автоматичне зниження тиску газу;
- підтримання заданого вихідного тиску;
- захист вихідного газопроводу від перевищення тиску;
- забезпечення стабільної роботи споживачів;
- компенсація коливань вхідного тиску;
- забезпечення роботи при змінній витраті газу.

Блок редукування може включати:

- кран з ручним або пневматичним приводом;
- модуль спарених регуляторів тиску;

- регулятор-відсікач;
- запобіжні пристрої;
- імпульсні лінії;
- манометри та датчики тиску.

Використання послідовно встановлених регуляторів підвищує безпеку роботи системи. Якщо один регулятор виходить з ладу, другий забезпечує додатковий захист вихідного трубопроводу від перевищення допустимого тиску.

## 2.8. Підігрівач газу

Під час редукування тиску природного газу відбувається зниження його температури. Це пов'язано з ефектом Джоуля–Томсона, при якому газ охолоджується внаслідок розширення. Зниження температури може призвести до утворення конденсату, гідратів і обмерзання регулювальної арматури.



Рис. 2.2. Підігрівачі природного газу серії ТК-ПГ-М

Для запобігання цим явищам у складі ГРС передбачено підігрівач газу. У проєктних матеріалах розглядається підігрівач газу ПГТА, призначений для підігріву природного та інших газів, крім кисню.

Підігрівач газу виконує такі функції:

- підвищує температуру газу перед або після редукування;
- запобігає утворенню гідратів;
- захищає регулятори тиску від обмерзання;
- забезпечує стабільну роботу блоку редукування;
- підвищує надійність газорозподільної станції.

Конструктивно підігрівач ПГТА являє собою трубну автоматичну установку прямого підігріву газу. Теплообмін відбувається у пучку тепловосприймальних елементів, виконаних за схемою «труба в трубі». Розміщення тепловосприймальних елементів у кожусі дозволяє захистити корпус від перегріву та забезпечити ефективну передачу теплоти газовому потоку.

## **2.9. Блок одоризації газу**

Природний газ не має вираженого запаху, тому для забезпечення безпеки експлуатації до нього додають спеціальну речовину — одорант. Одорант надає газу характерного різкого запаху, завдяки чому витік газу може бути швидко виявлений персоналом або споживачами.

Блок одоризації призначений для автоматичної подачі одоранту в трубопровід природного газу на виході з газорозподільної станції. У презентаційних матеріалах зазначено, що блок одоризації забезпечує пропорційну подачу одоранту залежно від витрати газу через ГРС.

Основні функції блоку одоризації:

- введення одоранту в газовий потік;
- підтримання необхідної концентрації одоранту;

- автоматичне дозування залежно від витрати газу;
- підвищення безпеки споживання газу;
- своєчасне виявлення витоків.

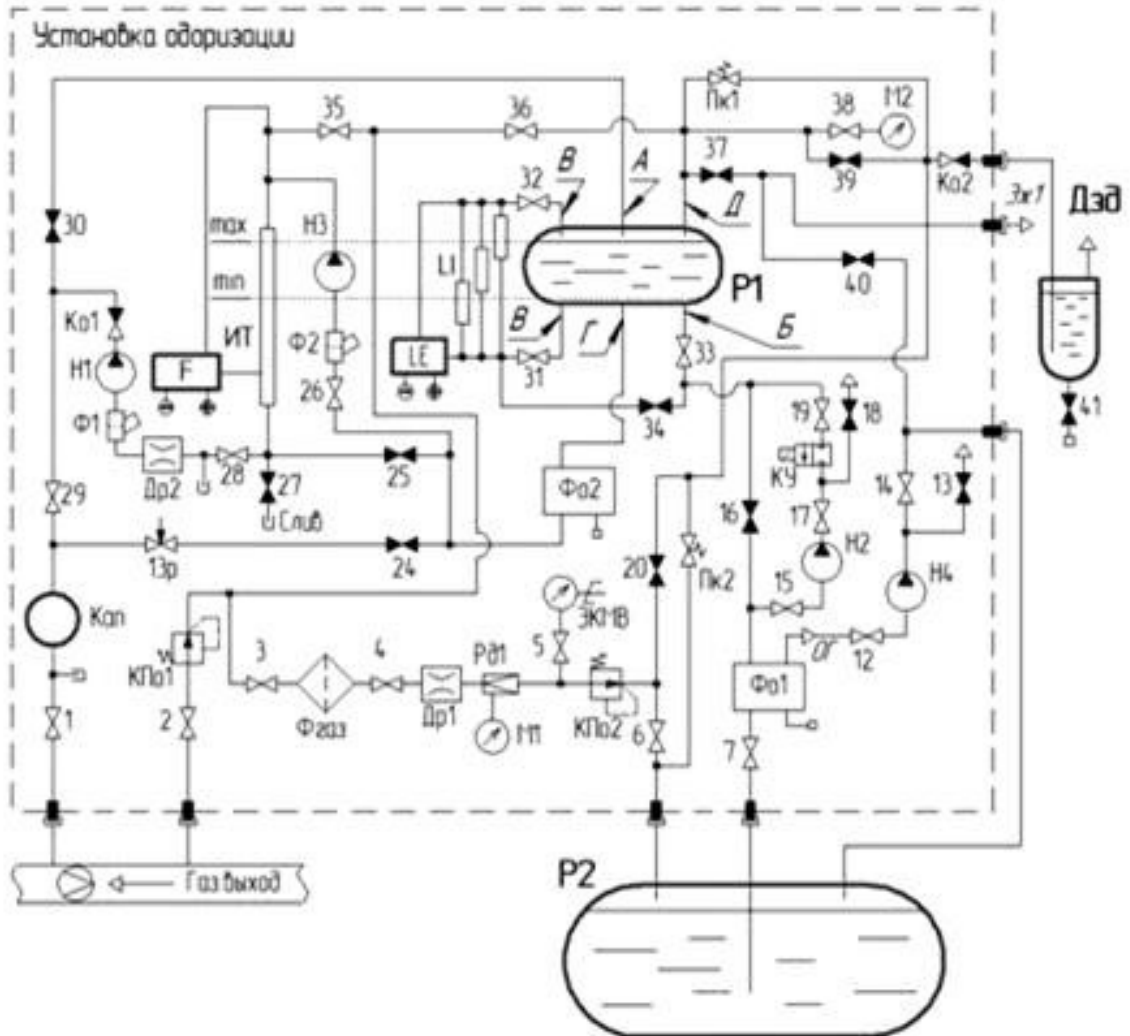


Рис. 2.3. Блок одоризації газу

Під час роботи блоку одоризації кількість одоранту повинна відповідати витраті газу. Недостатня кількість одоранту знижує безпеку, оскільки витік газу може бути виявлений із запізненням. Надмірна кількість одоранту є економічно недоцільною та може спричинити скарги споживачів на надмірний запах газу.

## 2.10. Контрольно-вимірювальні прилади та автоматика

Для безпечної та стабільної роботи газотранспортної системи необхідно забезпечити постійний контроль основних технологічних параметрів.

До контрольованих параметрів належать:

- тиск газу на вході до ГРС;
- тиск газу після редукування;
- температура газу;
- витрата газу;
- перепад тиску на фільтрах;
- рівень одоранту;
- стан запірної арматури;
- параметри роботи підігрівача;
- сигнали аварійного захисту.

Система автоматики повинна забезпечувати:

- підтримання заданого вихідного тиску;
- аварійне відключення подачі газу при перевищенні допустимих параметрів;
- сигналізацію про несправності;
- контроль режимів роботи обладнання;
- можливість дистанційного спостереження;
- підвищення безпеки експлуатації.

Застосування автоматики та телемеханіки дозволяє зменшити вплив людського фактора, підвищити оперативність реагування на аварійні ситуації та забезпечити стабільну роботу системи в умовах змінного споживання газу.

### **2.11. Гідравлічне випробування газопроводу**

Після завершення будівельно-монтажних робіт газопровід підлягає випробуванню на міцність і герметичність. Випробування є обов'язковим етапом введення газопроводу в експлуатацію, оскільки дозволяє перевірити якість зварних з'єднань, герметичність трубопроводу, міцність арматури та відповідність змонтованої системи проектним вимогам.

У проектних матеріалах передбачено гідравлічне випробування газопроводу з подальшим видаленням води. Випробування на міцність виконується підвищеним тиском протягом заданого часу, після чого тиск знижується до робочого і виконується перевірка герметичності.

Після випробування на міцність тиск знижують до робочого значення і виконують випробування на герметичність протягом часу, необхідного для ретельного огляду трубопроводу. Лише після успішного завершення випробувань газопровід може бути підготовлений до введення в експлуатацію.

### **2.12. Очищення та осушення порожнини газопроводу**

Після гідравлічних випробувань у трубопроводі залишається вода, яку необхідно повністю видалити. Наявність води в газопроводі є небажаною, оскільки вона може спричинити корозію внутрішньої поверхні труб, утворення гідратів, замерзання в низькотемпературних ділянках, порушення роботи арматури та забруднення газового потоку.



Рис. 2.4. Осушення порожнини газопроводу

Осушення порожнини газопроводу виконується відповідно до спеціальної інструкції. У проєктних матеріалах зазначено, що після випробування вода видаляється продуванням повітрям із пропусканням очисних пристроїв-поршнів.

### **2.13. Антикоровійний захист трубопроводу**

Підземні сталеві газопроводи піддаються корозійному впливу ґрунтового середовища. Корозія може призвести до зменшення товщини стінки труби, порушення герметичності, витіку газу та аварійної ситуації. Тому антикорозійний захист є обов'язковим елементом технологічної частини проєкту.

Основні способи захисту:

- нанесення зовнішнього ізоляційного покриття;

- контроль якості ізоляції перед засипанням траншеї;
- електрохімічний захист;
- періодичний контроль потенціалів;
- захист зварних стиків;
- контроль стану трубопроводу під час експлуатації.

Ізоляційне покриття повинно бути суцільним, механічно міцним, стійким до вологи та хімічного впливу ґрунту. Особливу увагу необхідно приділяти ізоляції зварних стиків, оскільки ці місця є потенційно вразливими до корозії.



Рис. 2.5. Ізоляційне покриття газопроводу

## 2.14. Пуск газопроводу в експлуатацію

Після завершення монтажу, випробування, очищення, осушення та перевірки готовності обладнання виконується пуск газопроводу в експлуатацію.

Пускові роботи включають:

- перевірку виконавчої документації;
- перевірку результатів випробувань;
- огляд запірної арматури;
- перевірку контрольно-вимірювальних приладів;
- перевірку блоку очистки, редукування, підігріву та одоризації;
- продування системи;
- поступове заповнення газопроводу природним газом;
- контроль тиску та герметичності;
- налаштування регуляторів тиску;
- перевірку роботи автоматики;
- введення системи в робочий режим.

Заповнення газопроводу газом повинно виконуватися поступово, з контролем тиску та стану обладнання. Різке підвищення тиску не допускається. Після досягнення робочого режиму виконується контрольна перевірка герметичності з'єднань і працездатності всіх технологічних блоків.

## **2.15. Основні технологічні параметри проєктованої системи**

Основні технологічні параметри газотранспортної системи наведено в таблиці.

Таблиця 2.1 - Основні технологічні параметри проєктованої системи

<b>Показник</b>	<b>Значення</b>
Продуктивність газопроводу	$4 \cdot 10^3$ м <sup>3</sup> /год
Робоче середовище	природний газ
Робочий тиск	до 5,4 МПа
Зовнішній діаметр трубопроводу	325 мм
Прийнята товщина стінки	6 мм
Основне обладнання	ГРС, блок очистки, блок редукування,

	підігрівач, блок одоризації
Спосіб випробування	гідравлічний
Призначення системи	газопостачання населеного пункту

Висновки: у технологічній частині розглянуто основні рішення щодо проєктування газотранспортної системи газопроводу продуктивністю  $4 \cdot 10^3$  м<sup>3</sup>/год для населеного пункту. Встановлено, що до складу системи входять лінійна частина газопроводу, газорозподільна станція, блок очистки газу, блок редукування тиску, підігрівач газу, блок одоризації, кранові вузли, контрольно-вимірювальні прилади й автоматика. Перед введенням в експлуатацію газопровід підлягає гідравлічному випробуванню на міцність і герметичність, після чого виконується видалення води, очищення, осушення та підготовка до заповнення природним газом.

### 3. РОЗРАХУНКОВА ЧАСТИНА

#### 3.1. Визначення товщини стінки трубопроводу.

Розрахункові опори розтягуванню (стиску) металу труби визначаються за формулами:

$$R_1 = \frac{R_1^H m}{k_1 k_H}; \quad (3.1)$$

$$R_2 = \frac{R_2^H m}{k_2 k_H} \quad (3.2)$$

$R_1^H$  - нормативний опір розтягуванню (тимчасовий опір) сталі =600МПа;

$R_2^H$  - нормативний опір стиску (межа плинності) сталі = 470МПа

m- Коефіцієнт умов роботи трубопроводів m=0,6

$k_1$ - Коефіцієнт надійності за матеріалом,  $k_1 = 1,34$

$k_2$ - Коефіцієнт надійності за матеріалом,  $k_2 = 1,2$

$k_H$  - Коефіцієнт надійності за призначенням трубопроводу,  $k_H = 1,1$

Підставивши дані до формул (3.1) і (3.2), отримаємо:

$$R_1 = \frac{600 \times 0,6}{1,34 \times 1,1} = 244,23 \text{ МПа}$$

$$R_2 = \frac{470 \times 0,6}{1,2 \times 1,1} = 213,64 \text{ МПа}$$

Розрахункову товщину стінки трубопроводу см слід визначати за формулою:

$$\delta = \frac{n p D_H}{2(R_1 + n p)}, \quad (3.3)$$

n- Коефіцієнт надійності по навантаженню, n = 1,1;

$p$ - Робочий (нормативний) тиск,  $p = 5,4$  МПа;

$D_n$ - Зовнішній діаметр трубопроводу,  $D_n = 32,5$  см

$R_1$ - Розрахунковий опір розтягуванню металу труби,  $R_1 = 244,23$  МПа;

Підставивши дані у формулу (3.3), отримаємо:

$$\delta = \frac{1,1 \times 5,4 \times 32,5}{2(244,23 + 1,1 \times 5,4)} = 0,39 \text{ см} \sim 4,0 \text{ мм}$$

Визначимо товщину стінки за наявності поздовжніх осьових стискаючих напруг за формулою:

$$\delta = \frac{npD_n}{2(R_1\Psi_1 + np)}, \quad (3.4)$$

$\Psi_1$  - Коефіцієнт, що враховує двовісну напругу стану труб, що визначається за формулою:

$$\Psi_1 = 2 - 0,5 \sqrt{1 - 0,75 \left( \frac{|\sigma_{\text{пр.Н}}|}{R_1} \right) \frac{|\sigma_{\text{пр.Н}}|}{R_1}}, \quad (3.5)$$

$\sigma_{\text{пр.Н}}$  – поздовжня осьова стискаюча напруга, МПа, що визначається від розрахункових навантажень та впливів з урахуванням пружнопластичної роботи металу труб залежно від прийнятих рішень:

$$\sigma_{\text{пр.Н}} = -aE\Delta t + \mu \frac{pD_{\text{вн}}}{2\delta_n}, \quad (3.6)$$

$a$ - Коефіцієнт лінійного розтягування сталі,  $a = 1,3 \times 10^{-5}$  град $^{-1}$ ;

$E$ - модуль пружності сталі,  $E = 2,06 \times 10^5$  МПа;

$\Delta t$  - Розрахунковий перепад температур, = 670С;  $\Delta t$

$\mu$  - Коефіцієнт поперечної деформації Пуассона, = 0,3 МПа;  $\mu$

$\delta_H$  – номінальна товщина стінки труби, що дорівнює попередньої товщині стінки труби  $\delta = 0,39 \text{ см}$ ;  $\delta_H = \delta$

$D_{BH}$  – Внутрішній діаметр трубопроводу:

$$D_{BH} = D_H - 2\delta_H. \quad (3.7)$$

Підставивши дані у формули (7), (6), (5) та (4) отримаємо: 0,92

$$D_{BH} = 325 - 2 \times 0,39 = 317,2 \text{ мм};$$

$$\sigma_{пр.N} = -1,3 \times 10^{-5} \times 2,06 \times 10^5 \times 67 + 0,3 \frac{1,1 \times 5,4 \times 31,72}{0,78} = -106,958 \text{ МПа};$$

$$\Psi_1 = 2 - 0,5 = 0,63 \sqrt{1 - 0,75 \left( \frac{|-106,958|}{244,23} \right)^2} \frac{|-106,958|}{244,23}$$

$$\delta = 0,60 \text{ см} = 6 \text{ мм} \frac{1,1 \times 5,4 \times 32,5}{2(244,33 \times 0,63 + 1,1 \times 5,4)}$$

Відповідно до сортаменту труб, що випускаються, приймаємо товщину стінки  $\delta = 6 \text{ мм}$ .

### 3.2. Перевірка трубопроводу на міцність:

Перевірку підземних трубопроводів на міцність у поздовжньому напрямку слід проводити за умови:

$$|\sigma_{пр.N}| \leq \Psi_2 R_1, \quad (3.8)$$

$$|\sigma_{пр.N}| = -106,958 \text{ МПа}; R_1 = 244,33 \text{ МПа}; \Psi_2 = 244,33 \text{ МПа}$$

$\Psi_2$  – Коефіцієнт, що враховує двовісний напружений стан металу труб, при стискаючих осьових поздовжніх напругах ( $\sigma_{пр.N} < 0$ ) визначається за формулою:

$$\Psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \left( \frac{\sigma_{кш}}{R_1} \right)^2} - 0,5 \frac{\sigma_{кш}}{R_1}, \quad (3.9)$$

$\sigma_{кц}$  - кільцева напруга від розрахункового внутрішнього тиску МПа, що визначаються за формулою:

$$\sigma_{кц} = \frac{npD_{вн}}{2\delta_H}, \quad (3.10)$$

$n=1,1$ ;  $p = 5,4$  МПа;

$D_{вн}$  - внутрішній діаметр трубопроводу:

$$D_{вн} = D_H - 2\delta_H, \quad (3.11)$$

$D_H = 32,5$  см; – номінальна товщина стінки труби, що дорівнює товщині стінки за наявності поздовжніх осьових стискаючих напруг  $\delta_H = \delta = 0,60$  см.

Підставивши дані до формул (3.11), (3.10), (3.9) і (3.8), отримаємо:

$$D_{вн} = 32,5 - 2 \times 0,6 = 31,3 \text{ см}$$

$$\sigma_{кц} = \frac{1,1 \times 5,4 \times 31,3}{1,2} = 154,94 \text{ МПа}$$

$$\Psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \left( \frac{154,94}{244,33} \right)^2} - 0,5 \frac{154,94}{244,33} = 0,57$$

$$|\sigma_{пр.N}| \leq \Psi_2 R_1,$$

$$|-106,958| \leq 0,57 \times 244,23$$

$$|-106,958| \leq 139,26.$$

Умова міцності виконується.

### **3.3.Перевірка трубопроводу на неприпустимі пластичні деформації.**

Для запобігання неприпустимим пластичним деформаціям трубопроводу перевірку необхідно проводити за умовами:

$$|\sigma_{\text{пр}}^{\text{H}}| \leq \Psi_3 \frac{m}{0,9 k_{\text{H}}} R_2^{\text{H}}, \quad (3.14)$$

$$\sigma_{\text{кц}}^{\text{H}} \leq \frac{m}{0,9 k_{\text{H}}} R_2^{\text{H}}, \quad (3.15)$$

$\sigma_{\text{пр}}^{\text{H}}$  - максимальна (фіброва) сумарна поздовжня напруга в трубопроводі від нормативних навантажень:

$$\sigma_{\text{пр}}^{\text{H}} = \mu \sigma_{\text{кц}}^{\text{H}} - a E \Delta t \pm \frac{E D_{\text{H}}}{\rho}, \quad (3.16)$$

$$\mu = 0,3 \text{ МПа};$$

$$a = 1,3 \times 10^{-5} \text{ град-1};$$

$$E = 2,06 \times 10^5 \text{ МПа};$$

$$\Delta t = 670 \text{ C};$$

$$D_{\text{H}} = 32,5 \text{ см}$$

$\rho$  - мінімальний радіус пружного вигину осі трубопроводу, для трубопроводу DN 325, що приймається 325 м або  $0,325 \times 10^5 \text{ см}$

$\sigma_{\text{кц}}^{\text{H}}$  - кільцева напруга від нормативного (робочого) тиску, МПа:

$$\sigma_{\text{кц}}^{\text{H}} = \frac{p D_{\text{вн}}}{2 \delta_{\text{H}}}, \quad (3.17)$$

$$P = 5,4 \text{ МПа}$$

$$D_{\text{вн}} = 31,3 \text{ см}$$

$$\delta_{\text{H}} = 1,2 \text{ см}$$

$\Psi_3$  - Коефіцієнт, що враховує двоосьовий напружений стан металу труб, при стискаючих осьових поздовжніх напругах

$\sigma_{\text{пр.N}} < 0$  визначається за формулою:

$$\Psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \left( \frac{\sigma_{\text{кц}}^{\text{H}}}{\frac{m}{0,9 k_{\text{H}}} R_2^{\text{H}}} \right)^2} - 0,5 \frac{\sigma_{\text{кц}}^{\text{H}}}{\frac{m}{0,9 k_{\text{H}}} R_2^{\text{H}}}, \quad (3.18)$$

$$R_2^{\text{H}} = 470 \text{ МПа}; m = 0,6; k_{\text{H}} = 1,1$$

Підставивши дані у формулу (3.17), (3.16) та (3.18) послідовно, отримаємо:

$$\sigma_{\text{кц}}^{\text{H}} = 140,85 \text{ МПа}; 67,5 \frac{5,4 \times 31,7}{2 \times 0,6}$$

$$\sigma_{\text{пр}}^{\text{H}}(+)= -26,6 \text{ МПа} 0,3 \times 140,85 - 1,3 \times 10^{-5} \times 2,06 \times 10^5 \times 67 \pm \frac{2,06 \times 10^5 \times 32,5_{\text{H}}}{2 \times 0,325 \times 10^5}$$

$$= -179,4 \quad \text{МПа} \quad \sigma_{\text{пр}}^{\text{H}}(-) 0,3 \times 140,85 - 1,3 \times 10^{-5} \times 2,06 \times 10^5 \times 67 \pm$$

$$\frac{2,06 \times 10^5 \times 32,5_{\text{H}}}{2 \times 0,325 \times 10^5}$$

$$\Psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \left( \frac{140,85}{\frac{0,6}{0,9 \times 1,1} \times 470} \right)^2} - 0,5 \frac{140,85}{\frac{0,6}{0,9 \times 1,1} \times 470} = 0,655$$

Проведемо перевірку за умовою  $|\sigma_{\text{пр}}^{\text{H}}| \leq \Psi_3 \frac{m}{0,9 k_{\text{H}}} R_2^{\text{H}}$

$$|-179,4| \leq 0,655 \times 284,85$$

$$|-179,4| \leq 199,5$$

Проведемо перевірку умови (3.15):

$$\sigma_{\text{кц}}^{\text{H}} \leq \frac{m}{0,9 k_{\text{H}}} R_2^{\text{H}}$$

$$140,5284,85 \leq$$

Умови перевірки на неприпустимі пластичні деформації виконуються.

### 3.4. Гідравлічний розрахунок простого газопроводу.

#### 3.4.1. Основи гідравлічного розрахунку

Простим називають трубопровід, що не містить розгалужень, на кожній з ділянок якого витрата зберігається постійний. Тоді рівняння сталості витрати (нерозривності) запишеться у вигляді:

$$Q=V_1 \cdot S_1=V_2 \cdot S_2= \dots =V_n \cdot S_n=\text{const} \quad (3.19)$$

В основі розрахунку простих трубопроводів лежать формули:

Дарсі : 
$$h_{mp} = \lambda \frac{L}{d} \frac{Q^2}{2g\omega^2} \quad (3.20)$$

- для визначення втрат на тертя по довжині,

Вейсбаха: 
$$h_m = \xi \frac{Q^2}{2g\omega^2} \quad (3.22)$$

- для розрахунку втрат на місцевих опорах

Загальні втрати визначаються як сума:

$$h = h_{mp} + h_m \quad (3.23)$$

Потрібним напором (у початковому перетині) називають напір, який необхідно створити для переміщення рідини з витратою  $Q$  з початкового перетину ( $Z_1, P_1$ ) у кінцевий ( $Z_2, P_2$ ).

$$H_{номп} = \frac{P_1}{g\rho} = Z_2 - Z_1 + \frac{P_2}{g\rho} + h = H_{cm} + h \quad (3.24)$$

$H_{ст}$  - статичний напір, обумовлений різницею висот  $Z_1$  і  $Z_2$  трубопроводу й тиском  $P_2$ , у кінцевому перетині трубопроводу. У загальному виді формула для розрахунку потрібного напору виражається через витрату:

$$H_{номп} = H_{cm} + kQ^m \quad (3.25)$$

$m = 1$  (ламінарній режим):

$$k = 128 \cdot \nu \cdot l_{\text{розр}} / (\pi \cdot g \cdot d^4) \quad (3.26)$$

$m = 2$  (турбулентній режим):

$$k = \left( \lambda \frac{l}{d} + DZ \right) \cdot 8 / (g \cdot \pi^2 d^4) . \quad (3.27)$$

Розташовуваний напір, це різниця потенційних енергій (статичних тисків) у вхідному і вихідному перетинах трубопроводу.

$$H_p = \left( Z_1 + \frac{P_1}{\rho g} \right) - \left( z_2 + \frac{P_2}{\rho g} \right) . \quad (3.28)$$

Тоді відповідно до рівняння Бернуллі розташовуваний напір:

$$H_p = kQ^2 . \quad (3.29)$$

Для побудови гідравлічної характеристики ділянки: задаються рядом значень витрат, для кожного з них визначають режим плинину, коефіцієнт опору тертя й розраховують втрати напору. За отриманими значеннями будують графік  $h = f(Q)$ .

### 3.4.2. Гідравлічний розрахунок газопроводу

Метою гідравлічного розрахунку є визначення такого діаметра газопроводу, за якого забезпечується транспортування заданої витрати природного газу:

$$Q = 4 \cdot 10^3 \text{ м}^3/\text{год} = 4000 \text{ м}^3/\text{год}$$

при допустимих втратах тиску, без перевищення рекомендованої швидкості руху газу та з урахуванням надійної роботи газорозподільної станції.

У матеріалах дипломного проекту для газопроводу прийнято робочий тиск  $p=5,4$  МПа, зовнішній діаметр труби  $D_n = 325$  мм і товщину стінки  $\delta=6$ мм, що дає можливість використовувати ці дані як вихідні для перевірного гідравлічного розрахунку. Вихідні дані для розрахунку наведені в табл. 3.1.

Таблиця 3.1 – Вихідні дані для розрахунку

Позначення	Найменування	Значення
Q	продуктивність газопроводу	4000 м <sup>3</sup> /год
p <sub>1</sub>	тиск на початку газопроводу	5,4 МПа
p <sub>2</sub>	тиск у кінці газопроводу	задається за умовами ГРС
D <sub>n</sub>	зовнішній діаметр труби	325 мм
δ	товщина стінки труби	6 мм
L	довжина газопроводу	задається за трасою
ρ <sub>n</sub>	густина природного газу за нормальних умов	приблизно 0,72–0,75 кг/м <sup>3</sup>
T	температура газу	приймається за умовами експлуатації
λ	коефіцієнт гідравлічного тертя	визначається розрахунком
Z	коефіцієнт стисливості газу	приймається або розраховується

### Переведення витрати газу в одиниці SI.

Задана витрата:

$$Q = 4000 \text{ м}^3/\text{год}. \text{ Переведемо її в м}^3/\text{с}: Q = 4000 / 3600 = 1,11 \text{ м}^3/\text{с}$$

Це витрата, приведена до умов, у яких вона задана. Якщо витрата задана за нормальних умов, для визначення фактичної об'ємної витрати при робочому тиску необхідно врахувати зміну об'єму газу при стисканні.

Орієнтовно фактичну витрату при робочому тиску можна визначити за залежністю:

$$Q_p = Q_n \cdot (p_n / p_p) \cdot (T_p / T_n) \cdot Z$$

де  $Q_p$  — фактична об'ємна витрата газу при робочих умовах, м<sup>3</sup>/с;  $Q_n$  — витрата газу за нормальних умов, м<sup>3</sup>/с;  $p_n$  — нормальний тиск, приблизно 0,1013 МПа;  $p_p$  — робочий абсолютний тиск, МПа;  $T_p$  — робоча температура газу, К;  $T_n$  — нормальна температура, К;  $Z$  — коефіцієнт стисливості газу.

Для спрощеного розрахунку можна прийняти:

$$T_p \approx T_n, Z \approx 1$$

$$\text{Тоді } Q_p \approx Q_n \cdot p_n / p_p$$

Якщо робочий тиск становить приблизно 5,4 МПа, то:

$$Q_p \approx 1,11 \cdot 0,1013 / 5,4 = 0,0208 \text{ м}^3/\text{с}$$

Отже, при високому тиску фактична об'ємна витрата газу в трубі значно менша, ніж витрата, приведена до нормальних умов.

### 3.4.3. Визначення швидкості руху газу

Швидкість газу визначають за формулою:

$$w = 4Q_p / (\pi D_{\text{вн}}^2)$$

де  $w$  — швидкість руху газу, м/с;  $Q_p$  — фактична об'ємна витрата газу при робочих умовах, м<sup>3</sup>/с;  $D_{\text{вн}}$  — внутрішній діаметр трубопроводу, м.

Підставимо орієнтовні значення:

$$w = 4 \cdot 0,0208 / (3,14 \cdot 0,313^2)$$

$$w \approx 0,27 \text{ м/с}$$

Отримане значення є невеликим, що пояснюється високим робочим тиском. Для газопроводів високого тиску фактична швидкість руху газу може бути значно меншою, ніж швидкість, розрахована за витратою при нормальних умовах. Для перевірки також можна розрахувати швидкість за нормальних умов, але для гідравлічного опору в трубі слід використовувати саме фактичну витрату при робочому тиску.

### 3.4.1. Визначення режиму руху газу

Режим руху визначають за числом Рейнольдса:

$$Re = wD_{\text{вн}}/\nu$$

де  $Re$  - число Рейнольдса;

$w$  - швидкість газу, м/с;

$D_{\text{вн}}$  - внутрішній діаметр труби, м;

$\nu$  - кінематична в'язкість газу, м<sup>2</sup>/с.

Для природного газу орієнтовно можна прийняти:

$$\nu \approx 1,3 \cdot 10^{-5} \text{ м}^2/\text{с}$$

Тоді:

$$Re = 0,27 \cdot 0,313 / 1,3 \cdot 10^{-5}$$

$$Re \approx 6500$$

Отже, режим руху є перехідним або турбулентним. У практичних розрахунках газопроводів зазвичай приймають турбулентний режим і визначають коефіцієнт гідравлічного тертя  $\lambda$ .

### 3.4.5. Визначення коефіцієнта гідравлічного тертя

Коефіцієнт гідравлічного тертя залежить від числа Рейнольдса та відносної шорсткості труби:

$$\varepsilon/D_{\text{вн}}$$

де  $\varepsilon$  — абсолютна шорсткість внутрішньої поверхні труби, м.

Для сталевих труб орієнтовно можна прийняти:

$$\varepsilon = 0,03 \dots 0,10 \text{ мм}$$

Для спрощеного дипломного розрахунку коефіцієнт тертя можна прийняти:

$$\lambda = 0,015 \dots 0,025$$

або визначити за формулою Альтшуля:

$$\lambda = 0,11 \cdot (\varepsilon/D_{\text{вн}} + 68/Re)^{0,25}$$

Наприклад, якщо:

$$\varepsilon = 0,05 \text{ мм} = 0,00005 \text{ м}$$

$$D_{\text{вн}} = 0,313 \text{ м}$$

$$Re = 6500$$

$$\text{то } \lambda = 0,11 \cdot (0,00005/0,313 + 68/6500)^{0,25}$$

$$\text{Орієнтовно: } \lambda \approx 0,035$$

Для точнішого розрахунку можна використовувати формулу Колбрука–Уайта або номограми.

### **3.4.6. Розрахунок втрат тиску по довжині газопроводу**

Для попереднього розрахунку втрати тиску можна визначити за формулою Дарсі–Вейсбаха:

$$\Delta p = \lambda \cdot (L/D_{\text{вн}}) \cdot (\rho w^2/2)$$

де  $\Delta p$  - втрата тиску, Па;  $\lambda$  - коефіцієнт гідравлічного тертя;  $L$  - довжина газопроводу, м;  $D_{\text{вн}}$  — внутрішній діаметр трубопроводу, м;  $\rho$  - густина газу при робочих умовах, кг/м<sup>3</sup>;  $w$  — швидкість газу, м/с.

Густина газу при робочому тиску приблизно визначається так:

$$\rho_p = \rho_n \cdot p_p / p_n \cdot T_n / T_p \cdot 1/Z$$

Якщо прийняти:

$$\rho_n = 0,73 \text{ кг/м}^3$$

$$p_p = 5,4 \text{ МПа}$$

$$p_n = 0,1013 \text{ МПа}$$

$$T_p \approx T_n$$

$$Z \approx 1$$

$$\text{то: } \rho_p = 0,73 \cdot 5,4 / 0,1013$$

$$\rho_p \approx 38,9 \text{ кг/м}^3$$

Тоді втрати тиску на довжині L:

$$\Delta p = \lambda \cdot (L/0,313) \cdot (38,9 \cdot 0,27^2 / 2)$$

Якщо довжина газопроводу становить 10 км:

$$L = 10000 \text{ м}$$

тоді:

$$\Delta p = 0,035 \cdot (10000/0,313) \cdot (38,9 \cdot 0,27^2 / 2)$$

$$\Delta p \approx 1580 \text{ Па} \approx 0,0016 \text{ МПа}$$

Втрати тиску є дуже малими порівняно з робочим тиском 5,4 МПа. Це означає, що діаметр 325 мм для витрати 4000 м<sup>3</sup>/год при такому тиску має значний запас пропускної здатності.

### 3.4.7. Перевірка пропускної здатності газопроводу

Пропускна здатність газопроводу можна оцінити за допустимою швидкістю руху газу.

Площа поперечного перерізу трубопроводу:

$$F = \pi D_{\text{вн}}^2 / 4$$

$$F = 3,14 \cdot 0,313^2 / 4 = 0,0769 \text{ м}^2$$

Якщо прийняти допустиму швидкість газу в трубопроводі високого тиску, наприклад:

$$w_{\text{доп}} = 10 \text{ м/с}$$

тоді фактична пропускна здатність при робочих умовах:

$$Q_{p,\text{доп}} = F \cdot w_{\text{доп}}$$

$$Q_{p,\text{доп}} = 0,0769 \cdot 10 = 0,769 \text{ м}^3/\text{с}$$

У перерахунку на нормальні умови:

$$Q_{n,\text{доп}} = Q_{p,\text{доп}} \cdot p_p / p_n \quad Q_{n,\text{доп}} = 0,769 \cdot 5,4 / 0,1013$$

$$Q_{n,\text{доп}} \approx 41,0 \text{ м}^3/\text{с} \quad Q_{n,\text{доп}} \approx 147600 \text{ м}^3/\text{год}$$

Отже, при діаметрі 325 мм і тиску 5,4 МПа трубопровід має значний резерв пропускної здатності порівняно з розрахунковою витратою 4000 м<sup>3</sup>/год.

### 3.4.8. Урахування місцевих опорів

Крім втрат тиску по довжині, необхідно врахувати місцеві втрати тиску в арматурі, фільтрах, поворотах, переходах, кранах, трійниках і технологічних блоках. Місцеві втрати визначають за формулою:

$$\Delta p_m = \Sigma \zeta \cdot (\rho w^2 / 2)$$

де  $\zeta$  — сума коефіцієнтів місцевих опорів.

Загальні втрати тиску:

$$\Delta p_{\text{заг}} = \Delta p_l + \Delta p_m$$

де  $\Delta p_l$  — втрати тиску по довжині;  $\Delta p_m$  — місцеві втрати.

Для газорозподільної станції місцеві опори можуть бути суттєвими, особливо на фільтрах, регуляторах тиску, кранах і вузлах редукування. Тому для лінійної частини газопроводу втрати можуть бути малими, але на обладнанні ГРС необхідно враховувати технологічні перепади тиску.

### 3.4.9. Гідравлічний розрахунок блоку редукування

Блок редукування повинен забезпечувати зниження тиску газу з вхідного рівня до заданого вихідного тиску. У матеріалах дипломного проєкту зазначено, що блок редукування «Істок» може забезпечувати

підтримання вихідного тиску в діапазоні приблизно від 0,3 до 4,2 МПа при вхідному тиску 1,6...7,5 МПа.

Для блоку редукування необхідно перевірити:

$$p_{\text{вх}} > p_{\text{вих}} + \Delta p_{\text{обл}}$$

де  $p_{\text{вх}}$  — тиск на вході до блоку редукування;  $p_{\text{вих}}$  — необхідний тиск на виході;  $\Delta p_{\text{обл}}$  — втрати тиску в обладнанні.

Регулятор тиску підбирають за максимальною витратою газу; вхідним тиском; вихідним тиском; допустимим перепадом тиску; типом газу; умовами експлуатації; вимогами резервування.

## 4. ОХОРОНА ПРАЦІ ТА ТЕХНІКА БЕЗПЕКИ

### 4.1. Загальні положення

Охорона праці під час проектування, будівництва та експлуатації газотранспортної системи є одним із найважливіших елементів забезпечення надійної, безпечної та безаварійної роботи об'єкта. Газопроводи, газорозподільні станції, блоки очистки, редукування, підігріву та одоризації природного газу належать до потенційно небезпечних виробничих об'єктів, оскільки їх робота пов'язана з транспортуванням горючого газу під тиском, можливістю утворення вибухонебезпечних сумішей, застосуванням запірної арматури, контрольно-вимірювальних приладів, електрообладнання та систем автоматичного захисту.

У даному дипломному проєкті розглядається газотранспортна система продуктивністю  $4 \cdot 10^3$  м<sup>3</sup>/год для забезпечення природним газом населеного пункту. До складу системи входять лінійна частина газопроводу, газорозподільна станція, блок очистки газу, блок редукування, підігрівач газу, блок одоризації, запірні арматури, кранові вузли, засоби контролю, автоматики та телемеханіки.

Нормативною основою організації охорони праці є Закон України «Про охорону праці», який визначає основні положення щодо реалізації права працівників на безпечні та здорові умови праці. Для систем газопостачання також необхідно враховувати вимоги ДБН В.2.5-20:2018 «Газопостачання», де наведено вимоги до проектування систем газопостачання, зовнішніх газопроводів, газорегуляторних пунктів і пов'язаного обладнання. Крім того, вимоги безпеки до систем газопостачання встановлюються Правилами безпеки систем газопостачання, які регламентують безпечну експлуатацію газопроводів, обладнання, арматури та засобів контролю.

## 4.2. Характеристика об'єкта з погляду виробничої безпеки

Проектована газотранспортна система призначена для транспортування природного газу до населеного пункту. Природний газ є горючою речовиною, основним компонентом якої є метан. У разі витoku газу в замкнений або недостатньо вентильований простір може утворитися вибухонебезпечна газоповітряна суміш. Тому під час експлуатації газопроводів особливу увагу необхідно приділяти герметичності з'єднань, справності запірної арматури, контролю тиску, роботі систем автоматичного захисту та вентиляції.

У складі газорозподільної станції передбачено такі технологічні блоки:

- блок очистки газу;
- блок редукування тиску;
- підігрівач газу;
- блок одоризації;
- кранові вузли;
- засоби контролю, сигналізації та автоматичного захисту.

Блок очистки газу призначений для видалення механічних домішок і рідин з газового потоку з метою захисту трубопроводів, регуляторів тиску та арматури від забруднення й ерозійного зношування. Блок редукування забезпечує зниження тиску газу до заданих параметрів і підтримання стабільного вихідного тиску незалежно від зміни витрати газу споживачем. Підігрівач газу застосовується для запобігання переохолодженню газу та утворенню гідратів під час редукування. Блок одоризації забезпечує введення одоранту в газ для надання йому характерного запаху, що дозволяє своєчасно виявляти витoki газу.

Найбільш небезпечними ділянками газотранспортної системи є місця встановлення запірної арматури, фланцеві з'єднання, ділянки редукування

тиску, місця встановлення фільтрів, підігрівачів, вузлів обліку, одоризаційного обладнання та ділянки проведення ремонтних робіт.

### **4.3. Небезпечні та шкідливі виробничі фактори.**

Під час будівництва, випробування та експлуатації газопроводу можуть виникати такі небезпечні та шкідливі фактори:

1. **Вибухонебезпечність природного газу.**

У разі витoku газу можливе утворення газоповітряної суміші, яка за наявності джерела запалювання може вибухнути.

2. **Підвищений тиск у трубопроводах та обладнанні.**

Газопроводи, фільтри, регулятори, підігрівачі та запірні арматури працюють під тиском. Порухення герметичності або руйнування елементів системи може призвести до аварійної ситуації.

3. **Можливість пожежі.**

Джерелами займання можуть бути відкритий вогонь, іскри, несправне електрообладнання, статична електрика, порушення правил виконання зварювальних або ремонтних робіт.

4. **Токсична та подразнювальна дія одоранту.**

Одоранти мають різкий запах і можуть подразнювати органи дихання, слизові оболонки та шкіру. Роботи з ними необхідно виконувати з використанням засобів індивідуального захисту.

5. **Небезпека ураження електричним струмом.**

На об'єкті застосовуються електроприводи, системи підігріву, автоматика, освітлення, засоби телемеханіки та контрольно-вимірювальні прилади.

6. **Механічні небезпеки.**

До них належать травмування під час монтажу труб, роботи з арматурою, вантажопідіймальними механізмами, фланцевими з'єднаннями, інструментом і металоконструкціями.

#### 7. Небезпеки під час земляних робіт.

Під час прокладання підземного газопроводу можливе обвалення ґрунту, пошкодження існуючих інженерних мереж, падіння працівників у траншеї.

#### 8. Шум, вібрація та несприятливі метеорологічні умови.

### **4.4. Вимоги безпеки під час експлуатації газорозподільної станції**

Експлуатація ГРС повинна здійснюватися спеціально підготовленим персоналом, який знає технологічну схему станції, призначення обладнання, порядок пуску та зупинки, дії при аварійних ситуаціях і правила користування засобами пожежогасіння.

На ГРС повинні бути вивішені технологічні схеми газового обладнання із зазначенням запірної та запобіжної арматури, регуляторів тиску, контрольно-вимірювальних приладів і напрямку руху газу. Держпраці також звертає увагу, що біля установок, які використовують газ, мають бути схеми газового обладнання із зазначенням обладнання, арматури та приладів контролю.

Під час експлуатації необхідно регулярно контролювати:

- тиск газу на вході та виході ГРС;
- температуру газу після підігріву;
- перепад тиску на фільтрах;
- справність регуляторів тиску;
- герметичність фланцевих і різьбових з'єднань;
- роботу запобіжно-запірної та запобіжно-скидної арматури;
- наявність запаху газу після одоризації;

- стан заземлення та електрообладнання;
- справність вентиляції та засобів сигналізації.

Виявлені витоки газу повинні негайно усуватися. Місця витоку визначаються газоаналізаторами або мильною емульсією. Застосування відкритого вогню для пошуку витоків категорично забороняється.

#### **4.5. Безпека експлуатації блоку редукування**

Блок редукування призначений для зниження тиску газу та підтримання його на заданому рівні. Основну небезпеку становить можливість перевищення тиску на виході в разі несправності регулятора, заклинювання арматури або порушення роботи запобіжних пристроїв.

Для безпечної експлуатації блоку редукування необхідно:

- контролювати вхідний і вихідний тиск;
- перевіряти справність робочого та резервного регуляторів;
- контролювати роботу запобіжно-запірних пристроїв;
- не допускати самовільної зміни налаштувань регуляторів;
- виконувати технічне обслуговування тільки після відключення відповідної лінії;
- підтримувати справність манометрів та імпульсних ліній.

Особливу увагу необхідно приділяти захисту вихідного газопроводу від перевищення допустимого тиску. У разі зростання тиску вище встановленої межі повинні спрацьовувати запобіжні пристрої, які припиняють подачу газу або скидають надлишковий тиск у безпечний спосіб.

#### **4.6. Безпека експлуатації підігрівача газу**

Підігрівач газу застосовується для підвищення температури газу перед або після редукування з метою запобігання переохолодженню, утворенню

конденсату та гідратів. Небезпечними факторами під час експлуатації підігрівача є наявність джерела теплоти, висока температура поверхонь, можливість витоку газу, несправність автоматики горіння та ризик пожежі.

Під час експлуатації підігрівача газу необхідно:

- перевіряти справність автоматики безпеки;
- контролювати температуру газу;
- не допускати перегріву теплообмінних поверхонь;
- забезпечити справність димовідвідних каналів;
- контролювати герметичність газових з'єднань;
- не допускати роботи обладнання з несправними пальниками або системою контролю полум'я;
- забезпечити наявність первинних засобів пожежогасіння.

Пуск підігрівача повинен виконуватися згідно з інструкцією виробника. Забороняється виконувати розпалювання при несправній автоматичній, відсутності тяги, запаху газу або несправній вентиляції.

#### **4.7. Безпека під час роботи з блоком одоризації**

Блок одоризації призначений для введення одоранту в потік природного газу. Роботи з одорантом повинні виконуватися у захисних окулярах, рукавицях, спецодязі, а за необхідності - із застосуванням засобів захисту органів дихання.

Під час експлуатації блоку одоризації необхідно:

- не допускати розливу одоранту;
- зберігати одорант у герметичних ємностях;
- забезпечувати вентиляцію приміщення або шафи;
- контролювати справність насоса-дозатора;
- перевіряти герметичність трубок, з'єднань і ємностей;
- не допускати контакту одоранту зі шкірою та очима;

– мати засоби для локалізації та нейтралізації розливів.

У разі розливу одоранту необхідно негайно обмежити доступ до місця аварії, застосувати засоби індивідуального захисту, забезпечити провітрювання та виконати роботи з ліквідації розливу згідно з інструкцією підприємства.

#### **4.8. Електробезпека**

Електрообладнання ГРС, систем автоматики, освітлення, телемеханіки, підігріву та контрольно-вимірювальних приладів повинно відповідати вимогам електробезпеки та умовам експлуатації у вибухонебезпечних зонах.

Основними заходами електробезпеки є:

- застосування обладнання у вибухозахищеному виконанні;
- заземлення металевих корпусів обладнання;
- захист від короткого замикання та перевантаження;
- періодична перевірка опору ізоляції;
- використання справного електроінструменту;
- заборона експлуатації обладнання з пошкодженою ізоляцією;
- проведення робіт тільки працівниками з відповідною групою з електробезпеки.

Усі металеві частини обладнання, які можуть опинитися під напругою внаслідок пошкодження ізоляції, повинні бути заземлені. Роботи з електрообладнанням повинні виконуватися тільки після його відключення, перевірки відсутності напруги та вивішування попереджувальних плакатів.

#### **4.9. Пожежна та вибухова безпека**

Газотранспортна система належить до об'єктів з підвищеною пожежною та вибуховою небезпекою. Для запобігання пожежам і вибухам необхідно забезпечити герметичність технологічного обладнання, справність

вентиляції, використання вибухозахищеного електрообладнання, заземлення, блискавкозахист і контроль за відсутністю джерел запалювання.

На території ГРС забороняється:

- палити поза спеціально відведеними місцями;
- користуватися відкритим вогнем;
- виконувати вогневі роботи без дозволу;
- зберігати горючі матеріали поблизу технологічного обладнання;
- використовувати несправне електрообладнання;
- залишати без нагляду працююче обладнання.

Об'єкт повинен бути забезпечений первинними засобами пожежогасіння: порошковими або вуглекислотними вогнегасниками, ящиками з піском, пожежним інвентарем, засобами оповіщення та зв'язку. Персонал повинен знати місце розташування засобів пожежогасіння та порядок їх застосування.

У разі пожежі необхідно негайно припинити подачу газу, повідомити аварійні служби, евакуювати людей з небезпечної зони та розпочати гасіння пожежі тільки за умови відсутності загрози життю працівників.

#### **4.10. Газонебезпечні роботи**

До газонебезпечних належать роботи, які виконуються в умовах можливого виділення газу або утворення вибухонебезпечного середовища. До таких робіт належать ремонт газопроводів, заміна арматури, розкриття фільтрів, роботи на одоризаційному обладнанні, продування, підключення нових ділянок і ліквідація витоків.

Газонебезпечні роботи повинні виконуватися за нарядом-допуском. Перед початком робіт необхідно:

- відключити ділянку від діючого газопроводу;
- встановити заглушки;

- скинути тиск;
- продути або провентилювати обладнання;
- перевірити повітряне середовище газоаналізатором;
- забезпечити нагляд відповідальної особи;
- підготувати засоби пожежогасіння та індивідуального захисту.

Під час виконання газонебезпечних робіт забороняється застосовувати інструмент, який може утворювати іскри, користуватися відкритим вогнем, палити, вмикати або вимикати несправне електрообладнання.

У разі виявлення запаху газу або спрацювання сигналізації необхідно:

1. негайно повідомити відповідальну особу та аварійну службу.
2. Припинити роботи в небезпечній зоні.
3. Заборонити використання відкритого вогню та електрообладнання.
4. За можливості перекрити подачу газу.
5. Організувати евакуацію людей.
6. Провести контроль повітряного середовища.
7. Приступити до ліквідації аварії тільки після оцінки небезпеки та з використанням засобів захисту.

У разі пожежі першочерговим завданням є припинення подачі газу. Гасіння полум'я без перекриття газу може призвести до накопичення газу та повторного вибуху. Тому дії персоналу повинні бути чіткими, узгодженими та відповідати аварійному плану.

## **5. ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ ПРОЕКТУ**

### **5.1. Загальна характеристика проєктного рішення**

Проектування газотранспортної системи для населеного пункту продуктивністю  $4 \cdot 10^3$  м<sup>3</sup>/год має важливе технічне, соціальне та економічне значення. Основним призначенням проєктованого газопроводу є забезпечення стабільного, безперервного та безпечного постачання природного газу споживачам населеного пункту, а також створення умов для розвитку житлового сектору, комунальної інфраструктури, малих промислових підприємств і об'єктів соціального призначення.

У складі проєктованої системи передбачаються лінійна частина газопроводу, газорозподільна станція, блок очистки газу, блок редукування, підігрівач газу, блок одоризації, кранові вузли, контрольно-вимірювальні прилади, автоматика та елементи телемеханіки. У презентаційних матеріалах до дипломного проєкту також передбачено блок очистки газу, блок редукування «Істок», підігрівач газу ПГТА, блок одоризації, гідравлічне випробування газопроводу та розрахунок товщини стінки трубопроводу.

Техніко-економічне обґрунтування проєкту полягає у визначенні доцільності будівництва газопроводу з урахуванням капітальних вкладень, експлуатаційних витрат, надійності роботи системи, енергетичної ефективності, безпеки та соціально-економічного ефекту від газифікації населеного пункту.

### **5.2. Обґрунтування необхідності будівництва газопроводу**

Необхідність будівництва газотранспортної системи обумовлена потребою населення та комунально-побутових споживачів у надійному джерелі енергії. Природний газ є одним із найбільш зручних енергоносіїв для

опалення, гарячого водопостачання, приготування їжі, роботи котелень, теплогенераторів і технологічного обладнання.

Газифікація населеного пункту дозволяє вирішити такі завдання:

- забезпечити стабільне енергопостачання житлових, громадських і виробничих об'єктів;
- зменшити залежність споживачів від твердого палива, електроенергії або привізних енергоносіїв;
- підвищити комфортність проживання населення;
- знизити трудомісткість обслуговування систем теплопостачання;
- поліпшити екологічні умови порівняно з використанням вугілля, мазуту або дров;
- створити умови для розвитку місцевої інфраструктури та підприємництва.

Проектована продуктивність газопроводу  $4 \cdot 10^3$  м<sup>3</sup>/год дає змогу забезпечити необхідну витрату газу для населеного пункту з урахуванням максимального годинного навантаження, сезонності споживання та можливого подальшого збільшення кількості споживачів.

### **5.3. Технічна доцільність прийнятого рішення**

Технічна доцільність проекрованої системи визначається правильним вибором діаметра трубопроводу, робочого тиску, товщини стінки, матеріалу труб, типу запірної арматури, обладнання газорозподільної станції та засобів автоматичного контролю.

У проєкті передбачено використання сталевих трубопроводів з розрахунком на міцність, перевіркою на дію внутрішнього тиску, поздовжніх напружень і недопустимих пластичних деформацій. За результатами розрахунку приймається товщина стінки труби, яка забезпечує виконання умов міцності та безпечну експлуатацію газопроводу.

Технічна ефективність проектного рішення забезпечується такими факторами:

- застосуванням трубопроводу, розрахованого на заданий робочий тиск;
- наявністю кранових вузлів для відключення окремих ділянок;
- встановленням блоку очистки газу для захисту обладнання від механічних домішок;
- використанням блоку редукування для підтримання стабільного вихідного тиску;
- застосуванням підігрівача газу для запобігання переохолодженню при редукуванні;
- встановленням блоку одоризації для своєчасного виявлення витоків газу;
- проведенням випробувань газопроводу на міцність і герметичність.

Таким чином, прийнята технологічна схема забезпечує комплексне вирішення завдань транспортування, очищення, редукування, підігріву, одоризації та безпечної подачі природного газу споживачам.

#### **5.4. Капітальні вкладення у будівництво газопроводу**

Капітальні вкладення у будівництво газотранспортної системи включають витрати на придбання матеріалів, обладнання, виконання будівельно-монтажних робіт, земляні роботи, зварювання, ізоляцію, випробування, пусконаладжувальні роботи та проектну документацію.

Загальні капітальні вкладення можна визначити за формулою:

$$K_{\text{заг}} = K_{\text{тр}} + K_{\text{обл}} + K_{\text{зем}} + K_{\text{монт}} + K_{\text{із}} + K_{\text{випр}} + K_{\text{пнр}} + K_{\text{ін}}$$

де  $K_{\text{заг}}$  - загальні капітальні вкладення, грн;

$K_{\text{тр}}$  - вартість труб і фасонних частин, грн;

Кобл - вартість обладнання ГРС, арматури, блоків очистки, редукування, підігріву та одоризації, грн;

К - зем - вартість земляних робіт, грн;

Кмонт - вартість монтажних і зварювальних робіт, грн;

Кіз - вартість ізоляційних і антикорозійних робіт, грн;

Квипр вартість випробувань газопроводу, грн;

Кпнр вартість пусканалагоджувальних робіт, грн;

Кін інші витрати, зокрема транспортування, проектні роботи та непередбачені витрати, грн.

Орієнтовна структура капітальних витрат для такого об'єкта може бути подана у вигляді таблиці.

<b>Стаття витрат</b>	<b>Орієнтовна частка від загальних капітальних витрат, %</b>
Труби, фасонні частини, арматура	30–40
Обладнання ГРС	20–30
Земляні роботи	10–15
Зварювальні та монтажні роботи	10–15
Антикорозійний захист та ізоляція	5–8
Випробування і пусканалагоджувальні роботи	3–5
Проектні, транспортні та інші витрати	5–10

Найбільшу частку капітальних витрат становлять труби, арматура та обладнання газорозподільної станції. Тому економічна ефективність проекту значною мірою залежить від правильного вибору діаметра трубопроводу, товщини стінки, типу арматури та комплектності обладнання ГРС.

## 5.5. Експлуатаційні витрати

Експлуатаційні витрати пов'язані з підтриманням газотранспортної системи у працездатному стані протягом усього строку служби. До них належать витрати на технічне обслуговування, оплату праці персоналу, електроенергію, поточний ремонт, перевірку контрольно-вимірювальних приладів, заміну фільтрів, обслуговування систем автоматики, одоризацію газу та періодичні огляди.

Річні експлуатаційні витрати можна визначити за формулою:

$$\text{Сексп} = \text{Сзп} + \text{Сел} + \text{Срем} + \text{Сам} + \text{Сод} + \text{Собсл} + \text{Сін}$$

де Сексп - річні експлуатаційні витрати, грн/рік;

Сзп - витрати на оплату праці персоналу, грн/рік;

Сел - витрати на електроенергію, грн/рік;

Срем - витрати на ремонт і технічне обслуговування, грн/рік;

Сам - амортизаційні відрахування, грн/рік;

Сод - витрати на одорант, грн/рік;

Собсл - витрати на обслуговування КВП, автоматики та засобів телемеханіки, грн/рік;

Сін - інші витрати, грн/рік.

Основними експлуатаційними витратами є витрати на обслуговування обладнання, ремонт, амортизацію та контроль безпечної роботи системи. Водночас газопровід як інженерна споруда має відносно тривалий строк експлуатації, тому капітальні витрати розподіляються на значний період часу.

## 5.6. Розрахунок річного обсягу транспортування газу

За заданою продуктивністю газопроводу можна оцінити максимально можливий річний обсяг транспортування природного газу. Якщо продуктивність становить:

$$Q_{\text{год}} = 4 \cdot 10^3 \text{ м}^3/\text{год}$$

то максимальний добовий обсяг транспортування становитиме:

$$Q_{\text{доб}} = Q_{\text{год}} \cdot 24$$

$$Q_{\text{доб}} = 4000 \cdot 24 = 96000 \text{ м}^3/\text{добу}$$

Максимальний річний обсяг при безперервній роботі:

$$Q_{\text{рік.мах}} = Q_{\text{год}} \cdot 24 \cdot 365$$

$$Q_{\text{рік.мах}} = 4000 \cdot 24 \cdot 365 = 35040000 \text{ м}^3/\text{рік}$$

Отже, теоретично максимальна пропускна здатність системи становить приблизно:

$$Q_{\text{рік.мах}} = 35,04 \text{ млн м}^3/\text{рік}$$

Фактичний річний обсяг транспортування буде меншим і залежатиме від коефіцієнта використання пропускної здатності:

$$Q_{\text{рік}} = Q_{\text{рік.мах}} \cdot k_{\text{вик}}$$

де  $k_{\text{вик}}$  - коефіцієнт використання пропускної здатності газопроводу.

Для населеного пункту споживання газу має виражену сезонну нерівномірність: у зимовий період витрата газу значно зростає через роботу систем опалення, а в літній період зменшується і визначається переважно потребами гарячого водопостачання, приготування їжі та технологічними потребами окремих споживачів.

Орієнтовна оцінка річного обсягу транспортування при різних коефіцієнтах використання наведена в таблиці.

Коефіцієнт	використання	Річний обсяг транспортування
------------	--------------	------------------------------

<b>пропускної здатності квик</b>	<b>газу, млн м<sup>3</sup>/рік</b>
0,30	10,51
0,40	14,02
0,50	17,52
0,60	21,02
0,70	24,53

Таким чином, навіть при коефіцієнті використання 0,40–0,50 проєктована система може забезпечити транспортування 14,02–17,52 млн м<sup>3</sup> природного газу на рік, що є достатнім для газопостачання населеного пункту середнього розміру або групи комунально-побутових споживачів.

### **5.7. Економічний ефект від реалізації проєкту**

Економічний ефект від будівництва газопроводу полягає не лише в отриманні доходу від транспортування або реалізації газу, але й у зниженні витрат споживачів на енергозабезпечення, підвищенні ефективності тепlopостачання, зменшенні витрат на доставку твердого палива та покращенні екологічної ситуації.

Основні складові економічного ефекту:

- зменшення витрат на використання альтернативних видів палива;
- скорочення витрат на транспортування і зберігання твердого або рідкого палива;
- підвищення ККД теплогенеруючого обладнання;
- зниження експлуатаційних витрат котелень і теплових пунктів;
- скорочення витрат праці на паливопідготовку;
- підвищення надійності енергозабезпечення;
- створення умов для підключення нових споживачів.

Річний економічний ефект можна оцінити за формулою:

$$E_{\text{річ}} = V_{\text{баз}} - V_{\text{газ}}$$

де  $E_{\text{річ}}$  - річний економічний ефект, грн/рік;  $V_{\text{баз}}$  - річні витрати споживачів або системи енергопостачання до реалізації проекту, грн/рік;  $V_{\text{газ}}$  - річні витрати після переходу на газопостачання, грн/рік.

Якщо враховувати капітальні вкладення, строк окупності можна визначити за формулою:

$$T_{\text{ок}} = K_{\text{заг}} / E_{\text{річ}}$$

де  $T_{\text{ок}}$  - строк окупності, років;

$K_{\text{заг}}$  - загальні капітальні вкладення, грн;

$E_{\text{річ}}$  - річний економічний ефект, грн/рік.

У дипломному проєкті за відсутності детального кошторису доцільно використовувати цю методику як розрахункову основу. Після визначення фактичної вартості труб, обладнання, будівельно-монтажних робіт і тарифних умов можна виконати повний розрахунок строку окупності.

### 5.8. Порівняння варіантів енергозабезпечення населеного пункту

Для обґрунтування доцільності будівництва газопроводу необхідно порівняти газопостачання з альтернативними варіантами енергозабезпечення: використанням твердого палива, електроенергії, скрапленого газу або індивідуальних систем опалення.

Критерій	Природний газ	Тверде паливо	Електроенергія	Скрапленний газ
Зручність використання	Висока	Низька	Висока	Середня
Автоматизація	Висока	Обмежена	Висока	Середня

процесу				
Потреба у складуванні палива	Відсутня	Значна	Відсутня	Потрібні резервуари
Екологічність	Вища, ніж у вугілля і мазуту	Нижча	Залежить від джерела електроенергії	Середня
Стабільність постачання	Висока за наявності мережі	Залежить від доставки	Залежить від електромережі	Залежить від доставки
Пожежна небезпека	Потребує контролю	Підвищена	Нижча	Підвищена
Доцільність для населеного пункту	Висока	Обмежена	Залежить від потужності мереж	Обмежена

З наведеного порівняння видно, що природний газ є технічно зручним і економічно доцільним енергоносієм для централізованого забезпечення населеного пункту. Він дозволяє автоматизувати процеси опалення та гарячого водопостачання, не потребує складування палива у споживачів, забезпечує стабільну роботу котлів і зменшує експлуатаційні труднощі.

### **5.9. Економічне значення вибору діаметра та товщини стінки трубопроводу**

Одним із важливих техніко-економічних питань є правильний вибір діаметра та товщини стінки трубопроводу. Збільшення діаметра зменшує гідравлічний опір і втрати тиску, але підвищує вартість труб, арматури,

земляних і монтажних робіт. Зменшення діаметра здешевлює будівництво, але може призвести до зростання втрат тиску, обмеження пропускної здатності та погіршення умов газопостачання в періоди максимального споживання.

Товщина стінки трубопроводу також має важливе економічне значення. Надмірне збільшення товщини стінки підвищує металоємність і вартість труб, а недостатня товщина не забезпечує міцність і безпечну експлуатацію. Тому прийнята товщина стінки повинна бути технічно обґрунтованою та відповідати умовам міцності.

Економічна доцільність вибору трубопроводу полягає в досягненні оптимального співвідношення між:

- вартістю труб;
- вартістю монтажу;
- гідравлічними втратами;
- надійністю;
- строком служби;
- безпекою експлуатації.

У матеріалах дипломного проекту виконано розрахунок товщини стінки трубопроводу та перевірку на міцність, що підтверджує технічну обґрунтованість прийнятого рішення.

#### **5.10. Економічне значення газорозподільної станції**

Газорозподільна станція є ключовим елементом системи, оскільки вона забезпечує підготовку газу до подачі споживачам. До її функцій належать очищення газу, редукування тиску, підігрів, одоризація, контроль параметрів і захист системи від аварійних режимів.

Використання блокового обладнання має такі економічні переваги:

- зменшення строків монтажу;

- підвищення заводської готовності обладнання;
- скорочення обсягу будівельно-монтажних робіт на майданчику;
- зниження ризику монтажних помилок;
- зручність технічного обслуговування;
- можливість швидкої заміни або модернізації окремих блоків.

Блок очистки газу зменшує ризик пошкодження регуляторів, арматури та трубопроводів механічними домішками, що знижує витрати на ремонт. Блок редукування забезпечує стабільний тиск у вихідному газопроводі, що важливо для надійної роботи споживачів. Підігрівач газу знижує ризик утворення гідратів і порушення роботи регуляторів. Блок одоризації підвищує безпеку експлуатації за рахунок своєчасного виявлення витоків.

Таким чином, витрати на обладнання ГРС є економічно виправданими, оскільки вони забезпечують надійність, безпеку та довговічність роботи всієї газотранспортної системи.

### **5.11. Соціально-економічна ефективність проєкту**

Окрім прямого економічного ефекту, будівництво газопроводу має значний соціальний ефект. Газифікація населеного пункту підвищує якість життя населення, забезпечує комфортні умови проживання, сприяє розвитку соціальної інфраструктури та підвищує інвестиційну привабливість території.

Соціально-економічний ефект включає:

- поліпшення умов проживання населення;
- підвищення надійності теплопостачання;
- можливість підключення шкіл, лікарень, дитячих садків, адміністративних будівель;
- розвиток малого бізнесу та виробництва;
- зменшення витрат часу населення на заготівлю й транспортування палива;

- підвищення вартості житлової та комерційної нерухомості;
- покращення санітарно-екологічного стану території.

### **5.12. Екологічне обґрунтування**

Природний газ є більш екологічним паливом порівняно з вугіллям, мазутом і значною частиною твердого побутового палива. Під час його спалювання утворюється менше твердих частинок, сажі, золи та сірчистих сполук. Це сприяє зниженню забруднення повітря в населеному пункті.

Екологічні переваги газифікації:

- зменшення викидів пилу та сажі;
- відсутність зольних відходів;
- зменшення потреби у складах твердого палива;
- скорочення транспортних перевезень палива;
- поліпшення санітарного стану території;
- можливість використання сучасного енергоефективного газового обладнання.

Водночас природний газ є горючою речовиною, тому екологічна безпека проєкту залежить від герметичності газопроводу, справності арматури, контролю витоків і дотримання правил експлуатації. Передбачені в проєкті випробування на міцність і герметичність, одоризація газу та застосування запірної арматури зменшують ризик аварійних витоків.

### **5.13. Оцінка надійності та безпеки як економічного фактора**

Надійність газотранспортної системи має прямий економічний вплив. Аварійні відключення, витoki газу, пошкодження обладнання або порушення режиму тиску призводять до додаткових витрат, перерв у газопостачанні та можливих збитків для споживачів.

Економічна ефективність підвищується за рахунок:

- застосування якісних труб і арматури;
- своєчасного технічного обслуговування;
- контролю тиску та температури газу;
- встановлення запобіжних пристроїв;
- використання одоризації;
- виконання гідравлічних випробувань;
- застосування антикорозійного захисту;
- наявності кранових вузлів для локалізації аварійних ділянок.

Витрати на безпеку не можна розглядати як другорядні, оскільки вони зменшують ризик аварій, простоїв, втрат газу, пошкодження обладнання та витрат на аварійно-відновлювальні роботи.

## ВИСНОВКИ

Проектування газотранспортної системи газопроводу продуктивністю  $4 \cdot 10^3$  м<sup>3</sup>/год для населеного пункту є багатофакторною задачею, що вимагає врахування гідравлічних, конструктивних, нормативних, безпекових, екологічних та економічних аспектів.

Вибір матеріалу труб має бути диференційованим: сталеві труби доцільні для більш відповідальних ділянок і підвищених тисків, поліетиленові — для розподільчих мереж за умови відповідності нормативним вимогам і умовам прокладання.

Газорегуляторний пункт і вузол обліку є ключовими елементами системи, оскільки вони забезпечують редукування тиску, захист мережі, очищення газу, контроль параметрів і визначення фактичного споживання.

За результатами гідравлічного розрахунку встановлено, що при продуктивності газопроводу:  $Q = 4000$  м<sup>3</sup>/год робочому тиску:  $p = 5,4$  МПа та прийнятому внутрішньому діаметрі:  $D_{\text{вн}} = 313$  мм фактична швидкість руху газу в трубопроводі є невеликою, а втрати тиску по довжині незначні порівняно з робочим тиском. Це свідчить про те, що прийнятий діаметр трубопроводу забезпечує задану пропускну здатність із запасом.

Основними складовими капітальних витрат є вартість труб, арматури, обладнання ГРС, земляних, монтажних, ізоляційних і пусконаладжувальних робіт. Експлуатаційні витрати включають технічне обслуговування, ремонт, електроенергію, оплату праці персоналу, одоризацію та перевірку обладнання.

## ПЕРЕЛІК ЛІТЕРАТУРНИХ ДЖЕРЕЛ

1. ДБН В.2.5-20:2018. Газопостачання. Інженерне обладнання будинків і споруд. Київ: Мінрегіон України, 2019.
2. Про ринок природного газу: Закон України від 09.04.2015 № 329-VIII. Поточна редакція станом на 2026 р.
3. Про трубопровідний транспорт: Закон України від 15.05.1996 № 192/96-ВР. Поточна редакція станом на 2025 р.
4. Кодекс газотранспортної системи: Постанова НКРЕКП від 30.09.2015 № 2493.
5. Кодекс газорозподільних систем: Постанова НКРЕКП від 30.09.2015 № 2494.
6. НПАОП 0.00-1.76-15. Правила безпеки систем газопостачання. Наказ Міністерства енергетики та вугільної промисловості України від 15.05.2015 № 285.
7. ISO 13623:2017. Petroleum and natural gas industries — Pipeline transportation systems.
8. EN 1594:2024. Gas infrastructure — Pipelines for maximum operating pressure over 16 bar — Functional requirements.
9. EN 12186:2025. Gas infrastructure — Gas pressure control stations for transmission and distribution — Functional requirements.
10. ASME B31.8. Gas Transmission and Distribution Piping Systems. ASME Code for Pressure Piping.
11. Menon E. Shashi. Gas Pipeline Hydraulics. Boca Raton: CRC Press, 2005.
12. Mohitpour M., Golshan H., Murray A. Pipeline Design & Construction: A Practical Approach. ASME Press, 2007.
13. Osiadacz A. Simulation and Analysis of Gas Networks. Gulf Publishing Company, 1987.
14. Wylie E. B., Streeter V. L. Fluid Transients in Systems. Prentice Hall, 1993.

15. Crane Co. Flow of Fluids Through Valves, Fittings, and Pipe. Technical Paper No. 410.
16. Mokhatab S., Poe W. A., Mak J. Y. Handbook of Natural Gas Transmission and Processing. Gulf Professional Publishing, 2019.
17. GPSA Engineering Data Book. Gas Processors Suppliers Association.
18. Natural Gas Supply Association. Natural Gas Pipeline Systems: Technical and Operational Overview.
19. AGA. Manual for Determination of Supercompressibility Factors for Natural Gas. American Gas Association.
20. Bagajewicz M., Valtinson G. Computation of Natural Gas Pipeline Hydraulics. University of Oklahoma, teaching materials.
21. Adeosun T. A., Glover J. D. Development of unsteady-state Weymouth equations for natural gas pipelines. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2009.
22. Bianchini A., Donini F., Guzzini A., Pellegrini M., Sacconi C. Natural Gas Pipelines Distribution: Analysis of Risk, Design and Maintenance to Improve Safety Performance. Proceedings of XX Summer School Francesco Turco.
23. ДСТУ EN 1555. Системи пластмасових трубопроводів для транспортування газоподібного палива. Поліетилен.
24. ДСТУ ISO 3183. Нафтова і газова промисловість. Сталеві труби для трубопроводних транспортних систем.
25. ДСТУ EN 12007. Газова інфраструктура. Трубопроводи з максимальним робочим тиском до 16 бар.
26. ДСТУ EN 12327. Газова інфраструктура. Випробування тиском, введення в експлуатацію та виведення з експлуатації.
27. ДСТУ EN 1776. Газова інфраструктура. Системи вимірювання газу. Функціональні вимоги.
28. ДСТУ EN 12279. Газова інфраструктура. Газорегуляторні установки на сервісних лініях. Функціональні вимоги.

29. ДСТУ EN 12732. Газова інфраструктура. Зварювання сталевих трубопроводів. Функціональні вимоги.
30. ДСТУ Б А.2.4-1. Умовні графічні зображення і позначки елементів санітарно-технічних систем.
31. ДСТУ Б В.2.5-29. Інженерне обладнання будинків і споруд. Зовнішні мережі та споруди.
32. Правила технічної експлуатації систем газопостачання. Галузеві методичні матеріали операторів газорозподільних систем.
33. Пістун Є. П., Лесовой Л. В. Нормування витрат та облік природного газу. Львів: Видавництво Львівської політехніки.
34. Костенко В. В., Павлов С. Б. Газопостачання населених пунктів і промислових підприємств. Навчальний посібник.
35. Довідник проєктувальника. Газопостачання. Інженерні мережі та споруди.
36. Закон України «Про охорону праці» від 14.10.1992 № 2694-ХІІ.
37. ДБН В.2.5-20:2018. Газопостачання.