

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ХАРКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ МІСЬКОГО
ГОСПОДАРСТВА імені О. М. БЕКЕТОВА

Кафедра нафтогазової інженерії і технологій

ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА

до кваліфікаційної роботи бакалавра

на тему: «Удосконалення технологічної схеми вузла вимірювання
витрати газу високого тиску на базі блочно-комплектного обладнання»

Виконав: студент групи НІТ 2022-1

Дмитро ЛАНДІН

Керівник: Катерина ПАЛЄЄВА


Рецензент: Володимир КОТУХ

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ХАРКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
МІСЬКОГО ГОСПОДАРСТВА імені О. М. БЕКЕТОВА

Інститут Навчально-науковий інститут енергетичної, інформаційної та транспортної інфраструктури
Кафедра Нафтогазової інженерії та технології
Освітньо-кваліфікаційний рівень бакалавр
Спеціальність 185 – Нафтогазова інженерія та технології

ЗАТВЕРДЖУЮ:

В.о. завідувача кафедри
нафтогазової інженерії
та технології

 Роман ТКАЧЕНКО
«17» червня 2026 р.

Завдання





на кваліфікаційну роботу бакалавра

студента Ландіна Дмитра Романовича

1. Тема роботи Удосконалення технологічної схеми вузла вимірювання витрати газу високого тиску на базі блочно-комплектного обладнання
затверджена наказом по університету від «22» травня 2026 р. № 440-03
2. Термін подання студентом закінченої роботи 17.06.2026 р.
3. Вихідні дані до роботи: Технологічна схема вузла вимірювання витрати природного газу високого тиску; нормативна документація з обліку газу; технічні характеристики обладнання; довідкові дані щодо властивостей природного газу; методики гідравлічних і метрологічних розрахунків.
4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, що підлягають розробці):
 - 1 Теоретичні основи вимірювання витрати природного газу високого тиску;
 - 2 Аналіз існуючого вузла вимірювання витрати газу;
 - 3 Розробка удосконаленої технологічної схеми;
 - 4 Технологічні та гідравлічні розрахунки;
 - 5 Автоматизація та диспетчеризація вузла;
 - 6 Охорона праці.
5. Графічний матеріал (з точним зазначенням обов'язкових креслень)

титульний слайд; актуальність теми; мета та завдання роботи; методи вимірювання витрати газу; характеристика базового вузла обліку; порівняльна характеристика витратомірів; рішення з модернізації; охорона праці; висновки

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Консультант	Підпис, дата	
		Завдання видав	Завдання прийняв
Технологічна частина	ст. викл. Палєєва К.М.		
Охорона праці	доц. Абракітов В. Е.		

7. Дата видачі завдання «25» травня 2026 р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Найменування етапів кваліфікаційної роботи бакалавра	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Отримання завдання на виконання кваліфікаційної роботи бакалавра	25.05.2026	
2	Аналіз теоретичних основ вимірювання витрат природного газу високого тиску	25-27.05.2026	
3	Аналіз існуючого вузла вимірювання витрати газу	28-31.05.2026	
4	Розробка удосконаленої технологічної схеми	01-03.06.2026	
5	Технологічні та гідравлічні розрахунки	04-07.06.2026	
6	Автоматизація та диспетчеризація вузла	08.06.2026	
7	Виконання розділу з охорони праці	09-11.06.2026	
8	Оформлення пояснювальної записки	12-13.06.2026	
9	Оформлення графічного матеріалу	14-15.06.2026	
10	Рецензування кваліфікаційної роботи бакалавра	16.06.2026	
11	Здача закінченої кваліфікаційної роботи в ЕК	17.06.2026	

Керівник



(підпис)

(Катерина ПАЛІЄВА)

(прізвище та ініціали)

Студент-бакалавр



(підпис)

(Дмитро ЛАНДІН)

(прізвище та ініціали)

РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка містить 69 стор., 5 рис., 10 табл., 34 джерел.

Мета роботи – підвищення точності вимірювання витрати природного газу, надійності та ефективності експлуатації вузла обліку шляхом модернізації його технологічної схеми.

У роботі виконано аналіз сучасних методів вимірювання витрати природного газу, досліджено існуючий вузол обліку газу на базі стандартної діафрагми, визначено його основні недоліки та обґрунтовано доцільність переходу на ультразвуковий метод вимірювання. Розроблено удосконалену технологічну схему вузла вимірювання витрати природного газу високого тиску на базі блочно-комплектного обладнання із застосуванням двох ультразвукових витратомірів DN300, засобів автоматизації, телеметрії та дистанційного контролю.

Виконано технологічні, гідравлічні та метрологічні розрахунки модернізованого вузла. У результаті модернізації витрати тиску зменшено з 37 до 12,2 кПа, що відповідає зниженню на 67 %, а сумарну похибку вимірювання знижено з $\pm 0,88$ % до $\pm 0,30$ %.

У розділі з охорони праці виконано аналіз небезпечних та шкідливих виробничих факторів, характерних для експлуатації вузлів обліку природного газу високого тиску, та запропоновано комплекс технічних і організаційних заходів щодо підвищення безпеки експлуатації обладнання.

Результати роботи можуть бути використані під час реконструкції існуючих та проектування нових вузлів комерційного обліку природного газу на об'єктах газотранспортної системи України.

Ключові слова: ПРИРОДНИЙ ГАЗ, ВУЗОЛ ОБЛІКУ ГАЗУ, ВИТРАТОМІР, УЛЬТРАЗВУКОВИЙ ВИТРАТОМІР, ГАЗОТРАНСПОРТНА СИСТЕМА, БЛОЧНО-КОМПЛЕКТНЕ

ОБЛАДНАННЯ, КОМЕРЦІЙНИЙ ОБЛІК, АВТОМАТИЗАЦІЯ,
ТЕЛЕМЕТРІЯ.

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ.....	7
ВСТУП.....	8
1 ТЕОРЕТИЧНІ ОСНОВИ ВИМІРЮВАННЯ ВИТРАТИ	
ПРИРОДНОГО ГАЗУ ВИСОКОГО ТИСКУ.....	11
1.1 Основні фізичні властивості природного газу.....	11
1.2 Основні параметри газового потоку.....	13
1.3 Методи вимірювання витрати природного газу.....	16
1.4. Особливості вимірювання газу на магістральних газопроводах	20
1.5 Блочно-комплектні вузли обліку газу.....	23
1.6 Аналіз сучасних технічних рішень вузлів обліку газу.....	25
2 АНАЛІЗ ІСНУЮЧОГО ВУЗЛА ВИМІРЮВАННЯ ВИТРАТИ ГАЗУ	28
2.1. Загальна характеристика об'єкта.....	28
2.2 Аналіз існуючої технологічної схеми.....	30
2.3 Аналіз роботи вимірювального комплексу.....	33
2.4 Аналіз похибок вимірювання.....	36
2.5 Аналіз втрат тиску на вузлі.....	37
2.6 Основні недоліки існуючої схеми.....	38
3 РОЗРОБКА УДОСКОНАЛЕНОЇ ТЕХНОЛОГІЧНОЇ СХЕМИ.....	40
3.1 Вибір напрямку модернізації.....	40
3.2 Вибір типу нового витратоміра.....	42
3.3 Розробка нової технологічної схеми.....	44
3.4 Вибір блочно-комплектного обладнання.....	44
3.5 Вибір допоміжного обладнання.....	46
3.6 Розробка функціональної схеми автоматизації.....	47
4 ТЕХНОЛОГІЧНІ ТА ГІДРАВЛІЧНІ РОЗРАХУНКИ.....	49
4.1 Вихідні дані для розрахунків.....	49
4.2 Розрахунок фізичних характеристик газу.....	49
4.3 Розрахунок максимальної та мінімальної витрати газу.....	50

4.4 Розрахунок швидкості газу в трубопроводі.....	50
4.5 Розрахунок числа Рейнольдса.....	51
4.6 Розрахунок метрологічних характеристик.....	52
4.7 Порівняння показників до і після модернізації.....	52
5 АВТОМАТИЗАЦІЯ ТА ДИСПЕТЧЕРИЗАЦІЯ ВУЗЛА.....	54
5.1 Структура системи автоматизації.....	54
5.2 Вибір засобів контролю та управління.....	54
5.3 Організація збору даних.....	55
5.4 Передача інформації на диспетчерський пункт.....	55
5.5 Контроль аварійних ситуацій.....	56
6 ОХОРОНА ПРАЦІ.....	58
6.1 Аналіз небезпечних і шкідливих факторів.....	58
6.2 Аналіз ризиків при експлуатації вузла.....	58
6.3 Заходи щодо безпечної роботи.....	59
6.4 Протипожежний захист.....	61
6.5 Електробезпека.....	63
ВИСНОВКИ.....	65
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	67

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ

АСКОЕ — автоматизована система комерційного обліку енергоносіїв;

АСУ ТП — автоматизована система управління технологічним процесом;

ГВС — газовимірювальна станція;

ГРС — газорозподільна станція;

ГТС — газотранспортна система;

ЗВТ — засоби вимірювальної техніки;

КВПіА — контрольно-вимірювальні прилади та автоматика;

ПЗВ — пристрій захисного відключення;

ПЛК — програмований логічний контролер;

SCADA — Supervisory Control and Data Acquisition;

GSM — Global System for Mobile Communications;

GPRS — General Packet Radio Service;

DN — номінальний діаметр;

Pt100 — платиновий термометр опору;

ISO — International Organization for Standardization;

OIML — International Organization of Legal Metrology;

AGA — American Gas Association.

ВСТУП

Природний газ залишається одним із ключових енергетичних ресурсів світової економіки та відіграє важливу роль у забезпеченні енергетичної безпеки держав. Незважаючи на активний розвиток відновлюваної енергетики, газова галузь продовжує бути основою функціонування промисловості, комунального господарства та енергетичного сектору. В умовах трансформації європейського енергетичного ринку та модернізації газотранспортної інфраструктури особливого значення набуває забезпечення високої точності обліку природного газу на всіх етапах його транспортування, розподілу та споживання.

Вимірювання витрати природного газу є одним із головніших технологічних процесів у газовій галузі, оскільки результати вимірювань використовуються для комерційних розрахунків між постачальниками та споживачами, контролю режимів роботи газотранспортних систем, моніторингу енергетичних ресурсів та забезпечення ефективної роботи газової інфраструктури. Помилки у вимірюванні витрати газу можуть призводити до значних економічних втрат, тому до вузлів обліку природного газу ставляться високі вимоги щодо точності, надійності та стабільності роботи.

Сучасні міжнародні стандарти у сфері вимірювання витрати рідин і газів, зокрема стандарт ISO 5167 [1], визначають загальні принципи побудови та експлуатації вимірювальних вузлів, а також вимоги до оцінювання невизначеності результатів вимірювань. Одночасно розвиток цифрових технологій та засобів автоматизації сприяє впровадженню нових технічних рішень, що дозволяють підвищити ефективність роботи вузлів вимірювання витрати газу та забезпечити дистанційний контроль їх функціонування та інтеграцію в сучасні системи диспетчеризації [2].

Одним із напрямів модернізації вузлів обліку є застосування блочно-комплектного обладнання. Його використання дозволяє виконувати основну частину монтажних робіт на заводі-виробнику, що зменшує тривалість будівництва та спрощує введення об'єкта в експлуатацію. Крім того, заводське складання дає змогу знизити ймовірність монтажних помилок і підвищити надійність роботи вузла.

Актуальність теми також пов'язана з необхідністю модернізації існуючих вузлів обліку природного газу відповідно до сучасних вимог щодо енергоефективності, цифровізації та підвищення точності комерційного обліку. Після змін на європейському газовому ринку та переорієнтації маршрутів транспортування природного газу стає особливо актуальною модернізація українських газовимірювальних станцій. Одним із ключових напрямів є підвищення точності комерційного обліку газу та впровадження сучасних автоматизованих систем контролю [3].

Метою кваліфікаційної роботи є удосконалення технологічної схеми вузла вимірювання витрати газу високого тиску на базі блочно-комплектного обладнання з метою підвищення точності вимірювання, надійності роботи та ефективності експлуатації вузла обліку.

Для досягнення поставленої мети необхідно вирішити такі завдання:

- проаналізувати сучасні методи вимірювання витрати природного газу високого тиску;
- дослідити конструктивні особливості та принципи роботи існуючого вузла вимірювання витрати газу;
- виконати аналіз технологічної схеми вузла обліку та визначити її основні недоліки;
- обґрунтувати вибір технічних рішень щодо модернізації вузла вимірювання;
- розробити удосконалену технологічну схему вузла вимірювання витрати газу на базі блочно-комплектного обладнання;
- виконати необхідні технологічні та гідравлічні розрахунки;

– оцінити ефективність запропонованих технічних рішень та визначити їх практичну доцільність.

Об'єктом дослідження є процес вимірювання витрати природного газу у вузлах обліку високого тиску.

Предметом дослідження є технологічна схема вузла вимірювання витрати газу високого тиску на базі блочно-комплектного обладнання та шляхи її удосконалення.

Методи дослідження базуються на використанні теоретичних положень гідрогазодинаміки, метрології, методів технічного аналізу, нормативних документів у сфері обліку природного газу, а також інженерних розрахунків параметрів газового потоку та характеристик вимірювального обладнання.

Практичне значення роботи полягає у розробленні технічних рішень щодо модернізації вузла вимірювання витрати природного газу високого тиску, які можуть бути використані під час реконструкції та проектування сучасних газовимірювальних комплексів, а також сприяти підвищенню точності комерційного обліку природного газу.

Під час підготовки кваліфікаційної роботи використовувався генеративний інструмент штучного інтелекту ChatGPT (OpenAI) для пошуку можливих напрямів аналізу, удосконалення структури тексту, перекладу іншомовних джерел, мовного редагування та перевірки оформлення окремих елементів роботи. Усі технічні розрахунки, інженерні рішення, аналіз нормативно-технічної документації, інтерпретація результатів та сформульовані висновки виконані автором самостійно.

1 ТЕОРЕТИЧНІ ОСНОВИ ВИМІРЮВАННЯ ВИТРАТИ ПРИРОДНОГО ГАЗУ ВИСОКОГО ТИСКУ

1.1 Основні фізичні властивості природного газу

Природний газ, згідно [4], є багатокомпонентною газовою сумішшю вуглеводнів та неуглеводневих компонентів. Він використовується як енергетичний ресурс. Його транспортування до споживачів здійснюється по магістральних та розподільних газопроводах. Особливості транспортування, зберігання, обліку та використання природного газу визначаються його фізичними властивостями, до основних з яких належать компонентний склад, густина, в'язкість, коефіцієнт стисливості та теплота згоряння [4].

1.1.1 Компонентний склад природного газу

Основною складовою природного газу є метан (CH_4), вміст якого зазвичай становить від 85 % до 98 %. Крім метану, до складу природного газу входять етан (C_2H_6), пропан (C_3H_8), бутан (C_4H_{10}), азот (N_2), діоксид вуглецю (CO_2), а також незначна кількість кисню, водню, гелію та інших компонентів [5]. Типовий склад природного газу наведено в таблиці 1.1.

Таблиця 1.1 – Типовий склад природного газу

Назва компонента	Хімічна формула	Вміст в природному газі, % об.
Метан	CH_4	85–95
Етан	C_2H_6	1–8
Пропан	C_3H_8	0,1–3
Бутан	C_4H_{10}	0–2
Азот	N_2	0–5
Діоксид вуглецю	CO_2	0–3

Інші компоненти	–	до 1
-----------------	---	------

Компонентний склад природного газу безпосередньо впливає на його фізико-хімічні характеристики, зокрема густину, теплоту згоряння, коефіцієнт стисливості та швидкість поширення звуку. Оскільки швидкість поширення ультразвукових хвиль у газовому середовищі залежить від його складу, зміни компонентного складу можуть впливати на точність вимірювання витрати ультразвуковими витратомірами [6].

1.1.2 Густина природного газу

Густина є однією з базових характеристик природного газу. Вона визначає масу газу в одиниці об'єму. Для природного газу густина залежить від його компонентного складу, температури та тиску. За стандартних умов густина природного газу зазвичай перебуває в межах від $0,68 \text{ кг/м}^3$ до $0,85 \text{ кг/м}^3$ [7].

Для реальних газів густина визначається з урахуванням коефіцієнта стисливості та параметрів газового середовища. Під час комерційного обліку густина використовується для перерахунку об'ємних показників у масові та енергетичні характеристики газу [8].

1.1.3 В'язкість природного газу

В'язкість характеризує внутрішній опір газу переміщенню його частинок під час руху потоком. Вона залежить від температури, тиску та компонентного складу газової суміші. Розрізняють динамічну та кінематичну в'язкість [9].

Значення динамічної в'язкості природного газу за нормальних умов зазвичай становить від $10 \text{ мкПа}\cdot\text{с}$ до $15 \text{ мкПа}\cdot\text{с}$. Цей параметр використовується під час визначення числа Рейнольдса, розрахунку втрат тиску в трубопроводах та вибору засобів вимірювання витрати газу [1].

1.1.4 Коефіцієнт стисливості природного газу

На відміну від ідеального газу, природний газ за високих тисків демонструє відхилення від закону ідеального газу. Ці відхилення враховуються шляхом застосування коефіцієнту стисливості Z , який показує ступінь наближення поведінки реального газу до поведінки ідеального газу [10].

Для природного газу, що транспортується магістральними газопроводами при тисках від 3 МПа до 7,5 МПа, значення коефіцієнта стисливості зазвичай перебуває в межах 0,80–0,95, його значення варіюється залежно від складу газу та умов експлуатації [8].

Під час комерційного обліку природного газу коефіцієнт стисливості використовується для приведення виміряного об'єму газу до стандартних умов та забезпечення необхідної точності розрахунків [7].

1.1.5 Теплота згоряння природного газу

Теплота згоряння є показником енергетичної цінності природного газу та визначає кількість теплової енергії, що виділяється під час повного згоряння одиниці об'єму або маси газу [4].

Розрізняють вищу та нижчу теплоту згоряння. Для природного газу, що використовується в газотранспортній системі України, залежно від компонентного складу нижча теплота згоряння зазвичай становить 31–38 МДж/м³, а вища теплота згоряння – 34–42 МДж/м³ [11].

Інформація про теплоту згоряння використовується для визначення енергетичного еквівалента транспортованого природного газу. Такий підхід відповідає сучасним вимогам європейського газового ринку щодо переходу від об'ємного до енергетичного обліку природного газу [12].

1.2 Основні параметри газового потоку

Під час транспортування природного газу магістральними та розподільними газопроводами значущими є параметри газового потоку, які

визначають режими роботи трубопровідних систем, впливають на точність вимірювання витрати та використовуються для розрахунку фізичних характеристик газу. До основних параметрів газового потоку належать тиск, температура, швидкість руху газу та число Рейнольдса [1].

1.2.1 Тиск природного газу

Тиск характеризує силу, з якою газ діє на внутрішню поверхню трубопроводу або обладнання. У системах транспортування природного газу розрізняють абсолютний, надлишковий та диференціальний тиск [1].

Абсолютний тиск відраховується від абсолютного вакууму та використовується під час визначення густини газу, коефіцієнта стисливості та інших термодинамічних параметрів. Надлишковий тиск визначається відносно атмосферного тиску і широко застосовується під час експлуатації газотранспортних систем [7].

Відповідно до чинної класифікації газопроводів високого тиску, робочий тиск може досягати 7,5 МПа і більше. Зміна тиску безпосередньо впливає на зміну параметрів газу. Так, зі збільшенням тиску підвищується густина газу та змінюються його фізичні властивості. Це необхідно враховувати під час проведення комерційного обліку та розрахунку витрати [11].

Тиск є одним із безперервно контрольованих параметрів. Контроль тиску здійснюється у вузлах вимірювання витрати газу. Сучасні вузли обліку оснащуються високоточними датчиками тиску, сигнали яких надходять до електронних коректорів або обчислювачів витрати [13].

1.2.2 Температура природного газу

Температура характеризує тепловий стан газового середовища та суттєво впливає на його густину, в'язкість, швидкість поширення звуку та коефіцієнт стисливості [8].

Під час транспортування природного газу температура змінюється залежно від кліматичних умов, режимів роботи компресорних станцій та

теплообміну між газом і доакіллям. Для забезпечення достовірності результатів вимірювання витрати газу необхідно враховувати фактичну температуру потоку в місці встановлення вузла обліку [1].

У більшості вузлів вимірювання температурний контроль здійснюється за допомогою термоперетворювачів опору або цифрових датчиків температури. Отримані значення використовуються для приведення виміряного об'єму газу до стандартних умов відповідно до вимог чинних нормативних документів [7].

Зростання температури призводить до зменшення густини газу, тоді як її зниження викликає збільшення густини. Тому навіть незначні відхилення температури можуть впливати на точність визначення об'єму та маси транспортованого природного газу [4].

1.2.3 Швидкість руху газу

Для оцінювання інтенсивності руху газу використовують швидкість потоку газу в трубопроводі. Вона є одним із базових параметрів, які враховуються під час проєктування та експлуатації вузлів вимірювання витрати [1].

Значення швидкості залежить від об'ємної витрати газу, внутрішнього діаметра трубопроводу та умов експлуатації системи. Для забезпечення необхідної точності вимірювання рекомендується підтримувати швидкість потоку в межах, установлених виробниками вимірювального обладнання та нормативними документами [14].

Надмірно низькі швидкості можуть призводити до зниження точності роботи витратомірів, тоді як надмірно високі швидкості спричиняють збільшення втрат тиску, турбулентності потоку та зношування обладнання [1].

Для магістральних газопроводів швидкість природного газу зазвичай перебуває в межах від 5 м/с до 25 м/с залежно від режиму транспортування та параметрів трубопроводу [9].

1.2.4 Число Рейнольдса

Режим течії газу оцінюють за допомогою числа Рейнольдса, яке є безрозмірним критерієм гідродинамічної подібності [1]. Цей параметр враховує вплив швидкості потоку, густини газу, діаметра трубопроводу та динамічної в'язкості газу. Значення числа Рейнольдса дозволяє оцінити співвідношення між силами інерції та силами внутрішнього тертя в потоці [15].

При значеннях числа Рейнольдса менше 2300 режим руху вважається ламінарним, у межах від 2300 до 4000 – перехідним, а при значеннях понад 4000 – турбулентним [16].

Для магістральних газопроводів і вузлів вимірювання витрати природного газу характерними є значення числа Рейнольдса порядку 10^5 – 10^7 , що відповідає турбулентному режиму течії [1].

Визначення числа Рейнольдса має значне практичне значення під час вибору витратомірів, розрахунку втрат тиску та забезпечення вимог до прямих ділянок трубопроводу до і після вимірювального обладнання. Більшість сучасних методів вимірювання витрати природного газу передбачає виконання вимог щодо мінімально допустимих значень числа Рейнольдса для забезпечення необхідної точності вимірювань [13].

1.3 Методи вимірювання витрати природного газу

Точне визначення витрати природного газу є одним із ключових завдань газової промисловості, оскільки результати вимірювань використовуються для комерційного обліку енергоносія, контролю технологічних процесів та забезпечення ефективної роботи газотранспортної системи. Вибір методу вимірювання залежить від параметрів газового потоку, діапазону витрат, робочого тиску, вимог до точності вимірювань та економічної доцільності застосування конкретного типу обладнання [1].

Сучасні вузли обліку природного газу використовують різні принципи вимірювання витрати, серед яких найбільш поширеними є звужувальні пристрої, турбінні лічильники, ротаційні лічильники, вихрові та ультразвукові витратоміри [13].

На рисунку 1.1 наведена схема класифікації витратомірів.

Розглянемо існуючі типи витратомірів більш детально.



Рисунок 1.1 – Класифікація витратомірів

1.3.1 Звужувальні пристрої

Звужувальні пристрої належать до найбільш поширених засобів вимірювання витрати природного газу в магістральних газопроводах та газовимірювальних станціях. Принцип їх роботи базується на вимірюванні перепаду тиску, який виникає під час проходження потоку через місцеве звуження трубопроводу [1].

Найбільш поширеним видом звужувального пристрою є стандартна діафрагма. При проходженні газу через отвір діафрагми швидкість потоку зростає, а статичний тиск зменшується. Вимірюючи різницю тисків до та після звужувального пристрою, можна визначити витрату газу за відповідними розрахунковими залежностями [13].

Основними перевагами звужувальних пристроїв є простота конструкції, висока надійність та наявність добре розробленої нормативної

бази. Водночас до їх недоліків належать значні втрати тиску, необхідність забезпечення довгих прямих ділянок трубопроводу та порівняно висока невизначеність вимірювань у разі порушення умов експлуатації [17].

Завдяки відносно невисокій вартості та нормативній регламентованості звужувальні пристрої досі широко використовуються на об'єктах газотранспортної системи України.

1.3.2 Турбінні лічильники

Турбінні лічильники працюють за принципом перетворення кінетичної енергії потоку газу в обертальний рух турбіни. Частота обертання ротора пропорційна швидкості руху газу та його витраті [18].

Під час проходження потоку через лічильник газ тисне на лопатки турбіни, викликаючи її обертання. Кількість обертів реєструється вимірювальним механізмом або електронним перетворювачем, після чого обчислюється об'єм газу, що пройшов через прилад [19].

Перевагами турбінних лічильників є висока точність вимірювання, широкий діапазон витрат та можливість роботи при значних тисках газу. Недоліками є наявність рухомих елементів, чутливість до забруднення потоку та поступове механічне зношування вузлів лічильника [18].

Турбінні лічильники широко застосовуються на газорозподільних станціях, промислових підприємствах та комерційних вузлах обліку середньої і великої продуктивності.

1.3.3 Ротаційні лічильники

Ротаційні лічильники належать до об'ємних засобів вимірювання витрати газу. Принцип їх роботи полягає у послідовному відокремленні та підрахунку фіксованих об'ємів газу за допомогою двох синхронно обертових роторів спеціальної форми [18].

Під час роботи лічильника кожен оберт роторів відповідає переміщенню певного об'єму газу. Це дозволяє безпосередньо визначати його витрату. Такі прилади забезпечують високу точність навіть при

низьких швидкостях потоку та не потребують значних довжин прямих ділянок трубопроводу [20].

До переваг ротаційних лічильників належать компактність, висока точність та стабільність метрологічних характеристик. Основними недоліками є обмежена пропускна здатність і наявність механічних рухомих елементів, що потребують періодичного технічного обслуговування [18].

Найчастіше ротаційні лічильники використовуються в системах газопостачання промислових та комунальних споживачів.

1.3.4 Вихрові витратоміри

Принцип роботи вихрових витратомірів базується на явищі утворення вихорів за перешкодою, яка встановлена в потоці газу. Частота виникнення вихорів прямо пропорційна швидкості руху потоку та його витраті [21].

Під час проходження газу через вимірювальну ділянку за тілом обтікання формуються вихори, які реєструються спеціальними датчиками. На основі частоти утворення вихорів визначається швидкість потоку та обчислюється витрата газу [22].

Перевагами вихрових витратомірів є відсутність рухомих деталей, відносно невеликі втрати тиску та можливість роботи в широкому діапазоні температур і тисків. Недоліками є чутливість до вібрацій трубопроводу та необхідність забезпечення стабільного профілю потоку [21].

Вихрові витратоміри застосовуються переважно для технологічного контролю параметрів газових потоків на промислових підприємствах.

1.3.5 Ультразвукові витратоміри

Ультразвукові витратоміри є одним із найсучасніших засобів вимірювання витрати природного газу та широко використовуються в комерційних вузлах обліку високого тиску [14].

Принцип роботи таких приладів базується на вимірюванні часу проходження ультразвукових сигналів між перетворювачами, розташованими на вимірювальній ділянці трубопроводу. Різниця часу проходження сигналу за напрямком потоку та проти нього використовується для визначення швидкості руху газу і подальшого розрахунку його витрати [14].

Основними перевагами ультразвукових витратомірів є висока точність вимірювань, широкий діапазон витрат, відсутність рухомих частин, мінімальні втрати тиску та можливість проведення внутрішньої діагностики стану приладу [23]. Крім того, сучасні ультразвукові витратоміри легко інтегруються з автоматизованими системами обліку та диспетчеризації [2]. Завдяки зазначеним перевагам саме застосування ультразвукових витратомірів на сьогодні є найбільш перспективним для модернізації вузлів вимірювання витрати природного газу високого тиску.

1.4. Особливості вимірювання газу на магістральних газопроводах

Магістральні газопроводи є основними елементами газотранспортної системи, призначеними для транспортування значних обсягів природного газу на великі відстані від місць видобутку або зберігання до газорозподільних станцій та кінцевих споживачів. Ефективна експлуатація магістральних газопроводів вимагає забезпечення високої точності вимірювання витрати природного газу, оскільки результати вимірювань використовуються для комерційного обліку, диспетчерського контролю та управління режимами роботи газотранспортної системи [11].

На відміну від локальних систем газопостачання, магістральні газопроводи характеризуються великими діаметрами трубопроводів, високими робочими тисками та значними обсягами транспортованого газу. Це впливає на вимоги щодо конструкції вузлів вимірювання витрати та застосовуваних засобів вимірювальної техніки [1].

1.4.1 Особливості умов експлуатації магістральних газопроводів

Сучасні магістральні газопроводи експлуатуються при робочих тисках від 3 МПа до 7,5 МПа, а на окремих ділянках – до 10 МПа і більше. За таких умов природний газ перебуває у стислому стані, тому його фізичні властивості суттєво відрізняються від властивостей газу за стандартних умов [7].

Високий тиск призводить до зміни густини, в'язкості та коефіцієнта стисливості газу. Для забезпечення точності вимірювань необхідно безперервно контролювати параметри потоку та виконувати коригування результатів вимірювання з урахуванням фактичних умов транспортування газу [10].

Ще однією особливістю магістральних газопроводів є широкий діапазон зміни витрати газу залежно від сезону, режиму роботи компресорних станцій та потреб споживачів. Саме тому вимірювальне обладнання, що застосовується на магістральних газопроводах, повинно забезпечувати високу точність як при мінімальних, так і при максимальних витратах газу [14].

1.4.2 Вимоги до точності вимірювання

Оскільки через магістральні газопроводи транспортуються мільйони кубічних метрів газу на добу, навіть незначна похибка вимірювання може призвести до значних економічних втрат. Саме тому вузли комерційного обліку повинні відповідати жорстким метрологічним вимогам, установленим міжнародними стандартами та нормативними документами газової галузі [18].

Для забезпечення необхідної точності у вузлах вимірювання додатково контролюються:

- тиск газу;
- температура газу;

- коефіцієнт стисливості;
- густина газу;
- компонентний склад газу;
- енергетичні характеристики природного газу.

На основі цих параметрів електронні коректори або обчислювачі виконують приведення вимірюваного об'єму газу до стандартних умов та визначають фактичну кількість транспортованого газу [7].

1.4.3 Вплив структури потоку на точність вимірювання

Точність вимірювання витрати значною мірою залежить від характеру руху газового потоку. Наявність поворотів трубопроводу, запірної арматури, трійників, редуційних переходів та іншого обладнання призводить до виникнення турбулентних збурень і нерівномірного профілю швидкостей [1].

Спотворення структури потоку може суттєво впливати на результати вимірювання витрати, особливо під час використання звужувальних пристроїв та турбінних лічильників. Для уникнення цього міжнародними стандартами передбачено обов'язкове встановлення прямих ділянок трубопроводів до та після витратоміра [17].

Для сучасних ультразвукових витратомірів вплив профілю швидкостей частково компенсується використанням багатопроменевих вимірювальних схем та вбудованих алгоритмів діагностики потоку [14].

1.4.4 Особливості вузлів вимірювання витрати газу на магістральних газопроводах

Вузли вимірювання витрати природного газу на магістральних газопроводах являють собою складні інженерні комплекси, до складу яких входять:

- вимірювальні лінії;
- фільтри-сепаратори;

- запірна арматура;
- байпасні лінії;
- датчики тиску та температури;
- коректори об'єму газу;
- автоматизовані системи збору та передачі даних [11].

Для забезпечення безперервності обліку часто передбачаються резервні вимірювальні лінії, які дозволяють виконувати технічне обслуговування обладнання без припинення транспортування газу [24].

В останні роки все більшого поширення набувають блочно-комплектні вузли вимірювання, які постачаються у вигляді заводських модулів високого ступеня готовності. Такі рішення забезпечують скорочення термінів монтажу, підвищення надійності роботи обладнання та спрощення процесів технічного обслуговування [2].

1.4.5 Сучасні тенденції розвитку систем вимірювання

Сучасний розвиток газової галузі характеризується переходом від традиційних діафрагмових вузлів обліку до високоточних ультразвукових систем вимірювання, які здатні забезпечити мінімальні втрати тиску, широкий діапазон вимірювання та можливість безперервного моніторингу технічного стану вимірювального комплексу [23].

Одночасно активно впроваджуються автоматизовані системи диспетчерського контролю, технології дистанційного збору даних та цифрові платформи моніторингу стану газотранспортної системи. Це дозволяє підвищити достовірність обліку природного газу та оперативність прийняття управлінських рішень [12].

1.5 Блочно-комплектні вузли обліку газу

Блочно-комплектні вузли обліку природного газу є сучасними інженерними комплексами, призначеними для комерційного та

технологічного вимірювання витрати природного газу в газотранспортних і газорозподільних системах. Використання блочно-комплектного виконання дозволяє забезпечити високий рівень заводської готовності обладнання, скоротити терміни монтажу та підвищити надійність експлуатації вузла обліку.

Відповідно до чинних нормативних документів, вузол обліку природного газу являє собою сукупність засобів вимірювальної техніки та допоміжного обладнання, призначених для вимірювання, реєстрації та обчислення об'єму природного газу, приведеного до стандартних умов .

1.5.1 Призначення блочно-комплектних вузлів обліку газу

Основним призначенням блочно-комплектних вузлів обліку є:

- вимірювання об'ємної або масової витрати природного газу;
- визначення об'єму газу, приведеного до стандартних умов;
- контроль технологічних параметрів потоку;
- автоматичний збір, обробка та архівування даних;
- передача інформації до диспетчерських систем;
- забезпечення комерційного обліку природного газу.

Такі вузли встановлюються на газорозподільних станціях, газовимірювальних станціях, компресорних станціях, підземних сховищах газу та промислових підприємствах.

1.5.2 Конструкція блочно-комплектного вузла

Конструктивно блочно-комплектний вузол являє собою металевий модуль або контейнер, у якому розміщується все необхідне технологічне та вимірювальне обладнання.

До складу конструкції зазвичай входять:

- несуча металева рама;
- технологічні трубопроводи;
- вимірювальні лінії;

- блок автоматизації;
- система опалення та вентиляції;
- електротехнічне обладнання;
- засоби пожежної та вибухопожежної безпеки.

Заводське складання забезпечує високу якість монтажу та мінімізує вплив людського фактору під час введення вузла в експлуатацію.

1.5.2 Склад обладнання

Типовий блочно-комплектний вузол обліку газу містить:

- запірну арматуру;
- фільтр-сепаратор;
- робочу та резервну вимірювальні лінії;
- витратомір або лічильник газу;
- датчики тиску та температури;
- коректор або обчислювач витрати газу;
- систему збору даних;
- шафу автоматизації;
- систему телеметрії.

Залежно від пропускної здатності та вимог замовника до складу вузла можуть включатися газові хроматографи, аналізатори якості газу, ультразвукові витратоміри та додаткові засоби діагностики.

1.5.3 Переваги блочно-комплектних вузлів обліку

Порівняно з традиційними вузлами обліку блочно-комплектні рішення мають низку переваг:

- висока заводська готовність;
- скорочення термінів монтажу;
- зменшення обсягів будівельно-монтажних робіт;
- підвищення надійності експлуатації;
- можливість швидкого введення в експлуатацію;

- зручність технічного обслуговування;
- можливість модульного розширення;
- інтеграція із сучасними системами автоматизації та диспетчеризації.

Зазначені переваги обумовлюють широке застосування блочно-комплектних вузлів у сучасних проектах реконструкції та будівництва об'єктів газотранспортної інфраструктури.

1.6 Аналіз сучасних технічних рішень вузлів обліку газу

Сучасний розвиток систем обліку природного газу характеризується переходом від традиційних вимірювальних комплексів до високотехнологічних автоматизованих вузлів обліку, які забезпечують високу точність вимірювань, дистанційний моніторинг та інтеграцію з цифровими системами управління газотранспортною інфраструктурою.

Основними напрямками розвитку вузлів обліку природного газу є:

- застосування ультразвукових витратомірів;
- використання багатониткових вимірювальних схем;
- впровадження сучасних обчислювачів витрати;
- автоматичний контроль параметрів газу;
- дистанційна передача даних;
- модульне блочно-комплектне виконання.

На українському ринку одним із провідних виробників обладнання для комерційного обліку природного газу є ПрАТ «Енергооблік» [25], яке спеціалізується на проектуванні та виробництві вузлів обліку газу різного призначення. Номенклатура продукції підприємства наведена в таблиці 1.2.

Таблиця 1.2 – Номенклатура вузлів обліку газу ПрАТ «Енергооблік»

Найменування обладнання	Призначення
Блочно-комплектні вузли обліку газу	Комерційний та технологічний облік природного газу

Газовимірювальні станції (ГВС)	Вимірювання великих витрат газу на магістральних газопроводах
Вузли обліку на базі діафрагми	Облік газу методом змінного перепаду тиску
Вузли обліку на базі турбінних лічильників	Комерційний облік газу середніх і великих витрат
Вузли обліку на базі ротаційних лічильників	Облік невеликих та середніх витрат газу
Вузли обліку на базі ультразвукових витратомірів	Високоточний комерційний облік природного газу
Шафи автоматизації та телеметрії	Збір, обробка та передача даних
Вузли редукування та обліку газу	Зниження тиску та одночасний облік газу
Системи АСКОЕ та диспетчеризації	Дистанційний контроль параметрів вузла обліку

Особливістю сучасних рішень є застосування багатониткових вимірювальних схем, які включають робочу та резервну лінії обліку. Такий підхід дозволяє забезпечити безперервність вимірювань під час проведення повірки або технічного обслуговування обладнання.

Для вузлів обліку високого тиску найбільш перспективними є рішення на базі ультразвукових витратомірів відповідно до вимог [14] та [23]. Порівняно зі звужувальними пристроями такі комплекси забезпечують:

- менші втрати тиску;
- ширший діапазон вимірювання;
- вищу точність;
- вбудовану діагностику потоку;
- менші експлуатаційні витрати.

В таблиці 1.3 наведено результати порівняння сучасних вузлів обліку природного газу.

Таблиця 1.3 – Результати порівняння сучасних вузлів обліку природного газу

Показник	Вузол обліку на базі діафрагми	Вузол обліку на базі турбінного лічильника	Вузол обліку на базі ультразвукового витратоміра

Принцип вимірювання	За перепадом тиску	За частотою обертання турбіни	За часом проходження ультразвукового сигналу
Діапазон вимірювання	Середній	Широкий	Дуже широкий
Точність вимірювання	$\pm 1,0-1,5$ %	$\pm 0,5-1,0$ %	$\pm 0,2-0,5$ %
Втрати тиску	Значні	Невеликі	Мінімальні
Наявність рухомих частин	Відсутні	Наявні	Відсутні
Зношування елементів	Практично відсутнє	Наявне	Відсутнє
Вимоги до прямих ділянок	Високі	Середні	Помірні
Можливість самодіагностики	Відсутня	Обмежена	Можлива
Дистанційний моніторинг	Можливий	Можливий	Можливий
Вартість обладнання	Низька	Середня	Висока
Експлуатаційні витрати	Середні	Середні	Низькі
Застосування на магістральних газопроводах	Широке	Обмежене	Найбільш перспективне

Проведений аналіз показав, що найбільш актуальним є застосування блочно-комплектних вузлів обліку на базі ультразвукових витратомірів. На відміну від діафрагмових та турбінних вони забезпечують вищу точність вимірювань, мінімальні втрати тиску, розширені функції самодіагностики та можливість інтеграції в автоматизовані системи управління.

2 АНАЛІЗ ІСНУЮЧОГО ВУЗЛА ВИМІРЮВАННЯ ВИТРАТИ ГАЗУ

2.1. Загальна характеристика об'єкта

Об'єктом дослідження є вузол вимірювання витрати природного газу високого тиску, встановлений на газорозподільній станції магістрального газопроводу. Вузол призначений для комерційного обліку природного газу, контролю режимів транспортування та передачі даних до автоматизованої системи диспетчерського управління.

Основною функцією вузла є безперервне вимірювання витрати природного газу, визначення об'єму газу, приведеного до стандартних умов, а також контроль основних параметрів потоку: тиску, температури та перепаду тиску на звужувальному пристрої. Вузол обліку відповідає вимогам чинних нормативних документів щодо комерційного обліку природного газу та складається із засобів вимірювальної техніки, допоміжного обладнання та системи автоматизованого збору даних.

У якості основного вимірювального обладнання використовується вузол обліку на базі стандартної діафрагми відповідно до вимог [1]. Вимірювання витрати здійснюється методом змінного перепаду тиску. Для приведення результатів вимірювання до стандартних умов застосовується електронний коректор об'єму газу, який отримує сигнали від датчиків тиску та температури.

Газ, що надходить до вузла обліку, проходить через блок очищення, після чого спрямовується до вимірювальної лінії. Робочі параметри вузла відповідають типовим умовам експлуатації магістральних газопроводів високого тиску.

Місце встановлення вузла – вузол обліку встановлений на газорозподільній станції магістрального газопроводу та забезпечує облік природного газу перед його подачею до газорозподільної мережі регіону.

Основними функціями вузла є:

- комерційний облік природного газу;
- визначення об'єму газу, приведеного до стандартних умов;
- контроль параметрів потоку;
- передача даних до автоматизованої системи диспетчерського контролю;
- архівування результатів вимірювань.

Вузол працює в умовах високого тиску та значних обсягів транспортування природного газу. Для забезпечення необхідної точності вимірювань здійснюється безперервний контроль тиску, температури та перепаду тиску на діафрагмі.

Типові параметри роботи вузла відповідають характеристикам сучасних газовимірювальних станцій магістральних газопроводів та вузлів обліку високого тиску. Технічна характеристика вузла вимірювання витрати газу наведена в таблиці 2.1.

Таблиця 2.1 – Технічна характеристика вузла вимірювання витрати газу

Показник	Значення
Тип вузла обліку	Комерційний
Метод вимірювання	За перепадом тиску
Тип витратоміра	Стандартна діафрагма
Номінальний діаметр трубопроводу	DN 300
Робочий тиск	5,5 МПа
Максимальний робочий тиск	7,5 МПа
Робоча температура газу	від -10 до +40 °С
Максимальна витрата	25 000 м ³ /год
Мінімальна витрата	2 500 м ³ /год
Вимірюване середовище	Природний газ
Датчик тиску	Електронний
Датчик температури	Pt100
Коректор об'єму	Електронний
Система передачі даних	GSM/GPRS, SCADA
Кількість вимірювальних ліній	2 (робоча та резервна)
Клас точності вузла	до ±1,0 %

2.2 Аналіз існуючої технологічної схеми

Технологічна схема вузла вимірювання витрати природного газу призначена для забезпечення безперервного комерційного обліку газу, контролю параметрів потоку та безпечної експлуатації обладнання. До складу вузла входять вхідний колектор, запірна арматура, фільтр-сепаратор, вимірювальна лінія, байпасна лінія та вихідний колектор (рис. 2.1).

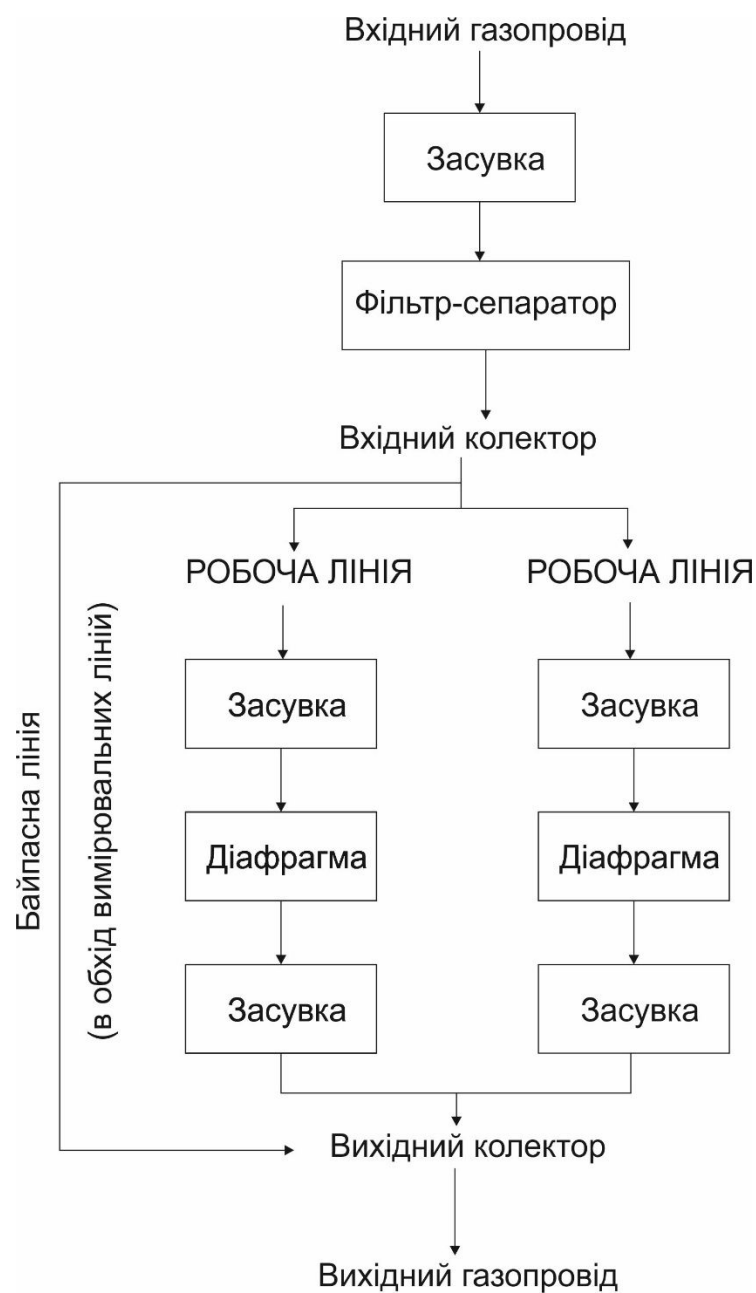


Рисунок 2.1 – Існуюча технологічна схема.

Вхідний колектор призначений для приймання потоку природного газу від магістрального газопроводу та його рівномірного розподілу між вимірювальними лініями вузла обліку. Конструкція колектора забезпечує стабільний гідродинамічний режим руху газу та мінімізує нерівномірність розподілу витрати між робочою та резервною лініями. Під час роботи вузла весь потік газу після очищення у фільтрі-сепараторі надходить до вхідного колектора, звідки спрямовується на вимірювальну лінію.

Запірна арматура використовується для відключення окремих ділянок технологічної схеми під час проведення ремонтних робіт, технічного обслуговування або перевірки засобів вимірювання. У розглянутому вузлі застосовуються повнопрохідні кульові крани або клинові засувки, встановлені до та після вимірювальної ділянки. Така схема дозволяє виконувати обслуговування обладнання без повного припинення подачі газу споживачам.

Фільтр-сепаратор є одним із ключових елементів вузла обліку. Його основним призначенням є очищення природного газу від механічних домішок, вологи, конденсату та інших сторонніх включень. Наявність забруднень у газовому потоці може негативно впливати на точність вимірювання витрати та призводити до передчасного зношування обладнання. Тому встановлення фільтра-сепаратора перед вимірювальними лініями є обов'язковою вимогою для вузлів комерційного обліку природного газу.

Основним елементом вузла є вимірювальна лінія, обладнана стандартною діафрагмою. Вимірювання витрати здійснюється методом змінного перепаду тиску відповідно до вимог [1]. Під час проходження газу через отвір діафрагми відбувається збільшення швидкості потоку та зниження статичного тиску. За величиною перепаду тиску визначається об'ємна витрата природного газу. Для підвищення надійності роботи вузла

передбачено резервну вимірювальну лінію, яка використовується під час ремонту або перевірки основної лінії.

До складу вимірювальної лінії входять:

- діафрагма;
- датчик перепаду тиску;
- датчик абсолютного тиску;
- датчик температури;
- коректор об'єму газу;
- імпульсні трубки.

Байпасна лінія забезпечує можливість транспортування природного газу в обхід вимірювальних ліній у разі аварійної ситуації або виконання ремонтних робіт. У нормальному режимі експлуатації байпас перебуває у закритому стані та опломбовується для виключення можливості несанкціонованого відбору газу без обліку. Використання байпасної лінії допускається лише у випадках, передбачених експлуатаційною документацією.

Після проходження через вимірювальну лінію природний газ надходить до вихідного колектора. Його призначення полягає в об'єднанні потоків від робочої та резервної вимірювальних ліній та подальшому транспортуванні газу до споживача або наступної технологічної ділянки газотранспортної системи. Конструкція вихідного колектора забезпечує мінімальні гідравлічні втрати та стабільний режим руху газового потоку.

Аналіз існуючої технологічної схеми дозволяє виділити такі основні недоліки:

- значні втрати тиску на діафрагмі;
- залежність точності вимірювання від стану прямих ділянок трубопроводу;
- необхідність періодичної заміни діафрагми;
- обмежений діапазон вимірювання витрати;
- складність технічного обслуговування імпульсних трубок;

– відсутність розширених функцій діагностики потоку.

Зазначені недоліки обумовлюють необхідність модернізації вузла обліку та впровадження сучасних засобів вимірювання витрати природного газу на базі блочно-комплектного обладнання.

2.3 Аналіз роботи вимірювального комплексу

На існуючому вузлі використовується діафрагмовий вимірювальний комплекс із сучасними датчиками тиску і температури та обчислювачем витрати.

Вимірювальний комплекс вузла обліку природного газу призначений для визначення об'єму газу за робочих умов та його приведення до стандартних умов відповідно до вимог нормативних документів. До складу комплексу входять первинний перетворювач витрати (діафрагма), датчик перепаду тиску, датчик абсолютного тиску, датчик температури та електронний обчислювач витрати.

Принцип роботи комплексу базується на вимірюванні перепаду тиску на звужувальному пристрої. Отримані сигнали надходять до обчислювача, який виконує розрахунок витрати природного газу з урахуванням температури, тиску та коефіцієнта стисливості відповідно до вимог [1, 7, 10].

2.3.1 Лічильник (первинний перетворювач витрати)

У досліджуваному вузлі вимірювання використовується стандартна концентрична діафрагма, встановлена у вимірювальній лінії трубопроводу DN 300. Діафрагма є первинним елементом вимірювання витрати та працює за принципом змінного перепаду тиску.

При проходженні газу через отвір діафрагми швидкість потоку збільшується, а статичний тиск зменшується. Величина перепаду тиску

вимірюється датчиком диференціального тиску та використовується для визначення витрати газу.

Основними перевагами діафрагмового методу є простота конструкції, висока надійність та нормативна регламентованість. Водночас недоліками є значні втрати тиску, необхідність забезпечення довгих прямих ділянок трубопроводу та відносно вузький діапазон вимірювання [13].

2.3.2 Датчик тиску

Для контролю абсолютного тиску природного газу застосовується електронний перетворювач тиску. Датчик безперервно вимірює тиск газу в трубопроводі та передає цифровий сигнал до обчислювача витрати.

Значення абсолютного тиску використовується для визначення густини природного газу та розрахунку коефіцієнта стисливості. Точність вимірювання тиску безпосередньо впливає на достовірність результатів комерційного обліку.

Сучасні датчики тиску характеризуються високою стабільністю показань, стійкістю до перевантажень та можливістю дистанційної передачі даних.

2.3.3 Датчик температури

Температура природного газу вимірюється за допомогою термоперетворювача опору типу Pt100. Датчик встановлюється безпосередньо у вимірювальній ділянці трубопроводу та забезпечує безперервний контроль температури потоку.

Інформація про температуру використовується для приведення вимірюваного об'єму газу до стандартних умов та коригування розрахунків густини й коефіцієнта стисливості.

Застосування платинових термометрів опору дозволяє забезпечити високу точність вимірювання та стабільність метрологічних характеристик протягом тривалого часу експлуатації.

2.3.4 Обчислювач витрати

Обчислювач витрати є центральним елементом вимірювального комплексу. Його основним призначенням є приймання сигналів від первинних перетворювачів, виконання розрахунків та формування результатів комерційного обліку природного газу.

Обчислювач здійснює:

- розрахунок об'ємної витрати газу;
- визначення об'єму за робочих умов;
- приведення об'єму до стандартних умов;
- обчислення коефіцієнта стисливості;
- архівування результатів вимірювань;
- передачу даних до систем диспетчерського контролю.

Сучасні обчислювачі підтримують протоколи цифрового зв'язку та можуть інтегруватися до автоматизованих систем комерційного обліку газу.

В таблиці 2.2 наведені застосовувані засоби вимірювання.

Таблиця 2.2 – Характеристики засобів вимірювання

Найменування обладнання	Тип (реального виконання)	Основні характеристики
Первинний перетворювач витрати	Стандартна діафрагма DN 300	Метод вимірювання – перепад тиску; $\beta = 0,4-0,75$
Датчик перепаду тиску	Emerson Rosemount 3051CD	Діапазон 0–100 кПа; похибка $\pm 0,075$ %
Датчик абсолютного тиску	Emerson Rosemount 3051TG	Діапазон 0–10 МПа; похибка $\pm 0,04$ %
Датчик температури	Pt100 клас А	Діапазон $-40...+80$ °С; похибка $\pm 0,15$ °С
Обчислювач витрати	RMG Messtechnik FLOW-X або EK280	Розрахунок за ISO 5167 та ISO 12213
Коректор об'єму газу	EK280	Архівування даних, GSM/GPRS зв'язок
Система передачі даних	SCADA	Дистанційний контроль параметрів вузла

Проведений аналіз показав, що існуючий вимірювальний комплекс забезпечує виконання функцій комерційного обліку природного газу відповідно до чинних нормативних вимог. Однак використання діафрагмового методу вимірювання пов'язане зі значними втратами тиску, необхідністю періодичного контролю стану звужувального пристрою та обмеженими можливостями діагностики потоку. Це свідчить про доцільність модернізації вузла шляхом впровадження сучасного ультразвукового витратоміра у складі блочно-комплектного вимірювального комплексу.

2.4 Аналіз похибок вимірювання

Точність визначення витрати природного газу залежить від сукупного впливу методичних, інструментальних та експлуатаційних похибок. Аналіз джерел похибок дозволяє оцінити достовірність результатів комерційного обліку та визначити напрямки модернізації вузла вимірювання.

2.4.1 Методичні похибки

Методичні похибки пов'язані з особливостями самого методу вимірювання витрати за перепадом тиску на діафрагмі.

Основними причинами виникнення методичних похибок є:

- відхилення профілю швидкостей потоку від нормативного;
- порушення вимог до довжин прямих ділянок трубопроводу;
- зміна геометричних параметрів діафрагми в процесі експлуатації;
- похибки визначення коефіцієнта витрати;
- неточність визначення коефіцієнта стисливості газу.

Для вузлів обліку на базі діафрагм сумарна методична похибка зазвичай становить від $\pm 0,4$ до $\pm 0,7$ % [1].

2.4.2 Інструментальні похибки

Інструментальні похибки обумовлені точністю засобів вимірювальної техніки, що входять до складу вузла обліку.

До основних складових належать:

- похибка датчика перепаду тиску $\pm 0,075$ %;
- похибка датчика абсолютного тиску $\pm 0,04$ %;
- похибка датчика температури $\pm 0,15$ °С;
- похибка обчислювача витрати $\pm 0,1$ %.

За методом кореня квадратного із суми квадратів сумарна інструментальна похибка визначається за формулою:

$$\delta_{інстн} = \sqrt{\delta_1^2 + \delta_2^2 + \delta_3^2 + \delta_4^2};$$

$$\delta_{інстн} = \sqrt{0,075^2 + 0,04^2 + 0,10^2 + 0,10^2} = 0,17 \text{ \%}.$$

Отже, сумарна інструментальна похибка вимірювального комплексу становить приблизно $\pm 0,17$ %.

2.4.3 Експлуатаційні похибки

Експлуатаційні похибки виникають під час роботи обладнання та залежать від умов експлуатації.

Основними причинами є:

- забруднення діафрагми;
- накопичення конденсату в імпульсних трубках;
- забруднення фільтра-сепаратора;
- нестабільність параметрів потоку;
- несвоєчасне проведення повірки обладнання.

Практичний досвід експлуатації діафрагмових вузлів показує, що експлуатаційна складова похибки може досягати $\pm 0,3$ – $0,5$ %.

Таким чином, сумарна похибка існуючого вузла обліку може становити:

$$\delta_s = \sqrt{0,7^2 + 0,17^2 + 0,5^2} = 0,88 \text{ \%}.$$

Отримане значення відповідає типовим показникам для діафрагмових вузлів комерційного обліку природного газу.

2.5 Аналіз втрат тиску на вузлі

Одним із недоліків вузлів обліку на базі діафрагм є значні втрати тиску. Для оцінки ефективності роботи вузла виконаємо орієнтовний розрахунок втрат тиску на основних елементах технологічної схеми.

Втрати тиску на фільтрі-сепараторі. Згідно з технічними характеристиками фільтрів-сепараторів, що застосовуються на газовимірювальних станціях, початкові втрати тиску становлять $\Delta P_\phi = 8$ кПа. При забрудненні фільтрувального елемента втрати можуть збільшуватися до 15–20 кПа. Приймаємо $\Delta P_\phi = 10$ кПа.

Втрати тиску на запірній арматурі. У технологічній схемі встановлено чотири повнопрохідні засувки. Для однієї засувки $\Delta P_z = 0,5$ кПа. Тоді:

$$\Delta P_{зм} = P_z \cdot n, \text{ кПа},$$

де n – кількість засувок, шт.;

$$\Delta P_{зм} = 0,5 \cdot 4 = 2 \text{ кПа}.$$

Втрати тиску на діафрагмі. Основні втрати тиску виникають саме на звужувальному пристрої. Для вузлів обліку з діафрагмою DN 300 за робочих витрат характерні втрати $\Delta P_{\text{н}} = 25$ кПа.

Сумарні втрати становлять:

$$\Delta P_{\text{с}} = \Delta P_{\text{ч}} + \Delta P_{\text{зм}} + \Delta P_{\text{н}}, \text{ кПа};$$

$$\Delta P_{\text{с}} = 10 + 2 + 25 = 37 \text{ кПа.}$$

Отримані результати показують, що близько 68 % усіх втрат тиску припадає на вимірювальну ділянку з діафрагмою.

2.6. Основні недоліки існуючої схеми

Проведений аналіз конструкції та режимів роботи вузла вимірювання витрати природного газу дозволив виявити низку недоліків існуючої технологічної схеми.

До основних недоліків належать:

- значні втрати тиску на діафрагмі (до 25 кПа);
- відносно висока сумарна похибка вимірювання (до $\pm 0,9$ %);
- необхідність дотримання значних довжин прямих ділянок трубопроводу;
- залежність точності вимірювання від стану імпульсних трубок;
- необхідність періодичного контролю геометричних параметрів діафрагми;
- складність технічного обслуговування системи вимірювання перепаду тиску;
- відсутність розширених функцій самодіагностики;
- обмежений діапазон вимірювання витрати;

– підвищені експлуатаційні витрати на обслуговування вимірювального комплексу.

Існуюча технологічна схема не повною мірою відповідає сучасним вимогам щодо точності, енергоефективності та автоматизації комерційного обліку природного газу. Для усунення зазначених недоліків доцільним є впровадження блочно-комплектного вузла вимірювання на базі багатопроменевого ультразвукового витратоміра, що дозволить підвищити точність обліку та зменшити втрати тиску в системі.

3 РОЗРОБКА УДОСКОНАЛЕНОЇ ТЕХНОЛОГІЧНОЇ СХЕМИ

3.1 Вибір напрямку модернізації

Проведений в попередньому розділі аналіз існуючого вузла вимірювання витрати природного газу показав, що застосування діафрагмового методу вимірювання супроводжується значними втратами тиску, обмеженим діапазоном вимірювання та підвищеними вимогами до технічного обслуговування. Крім того, сумарна похибка вимірювального комплексу досягає $\pm 0,88$ %, що відповідає нормативним вимогам, але поступається сучасним системам комерційного обліку природного газу.

У зв'язку з цим пропонується виконати модернізацію вузла шляхом заміни існуючої вимірювальної лінії на блочно-комплектний вузол обліку газу заводського виготовлення, аналогічний рішенням, що виробляються ПрАТ «Енергооблік», із застосуванням багатопроменевого ультразвукового витратоміра та сучасної системи автоматизації.

Основними напрямками модернізації є:

- підвищення точності вимірювання;
- зменшення втрат тиску;
- підвищення рівня автоматизації;
- зниження експлуатаційних витрат;
- підвищення надійності роботи вузла обліку.

3.1.1 Підвищення точності вимірювання

У діючому вузлі використовується метод змінного перепаду тиску на стандартній діафрагмі. Точність такого методу суттєво залежить від стану внутрішньої поверхні трубопроводу, геометрії діафрагми, профілю швидкостей потоку та технічного стану імпульсних трубок.

Сучасні ультразвукові витратоміри забезпечують вимірювання швидкості потоку без створення місцевого гідравлічного опору.

Багатопротенева схема вимірювання дозволяє контролювати профіль потоку по декількох траєкторіях та автоматично компенсувати його нерівномірність.

Для існуючого вузла характерна сумарна похибка $\delta_1 = \pm 0,88\%$. Для сучасних багатопротеневих ультразвукових витратомірів $\delta_2 = \pm 0,20 \div 0,30\%$. Таким чином очікуване підвищення точності становить:

$$\Delta\delta = \delta_1 - \delta_2, \%;$$

$$\Delta\delta = 0,88 - 0,30 = 0,58 \%.$$

Тобто похибка вимірювання може бути зменшена майже у три рази.

Крім того, ультразвукові витратоміри мають вбудовану систему діагностики, що дозволяє контролювати стан потоку та своєчасно виявляти відхилення режимів роботи.

3.1.2 Зменшення втрат тиску

Одним із головних недоліків існуючого вузла є значні втрати тиску на діафрагмі. Відповідно до результатів розрахунків, проведених в попередньому розділі, основна частина втрат тиску припадає саме на вимірювальну ділянку.

При використанні ультразвукового витратоміра звужувальний пристрій відсутній, тому втрати тиску на вимірювальній ділянці практично не виникають.

Тоді втрати становитимуть:

- на фільтр-сепараторі $\Delta P_{\text{фс}} = 10$ кПа;
- арматура $\Delta P_{\text{арм}} = 2$ кПа;
- ультразвуковий витратомір $\Delta P_{\text{втр}} = 0$ кПа;

Тоді сумарні втрати становитимуть:

$$\Delta P_{\Sigma} = \Delta P_{th} + \Delta P_{arm} + \Delta P_{VR}, \text{ кПа};$$

$$\Delta P_{\Sigma} = 10 + 2 + 0 = 12 \text{ кПа.}$$

Зменшення втрат тиску:

$$\Delta P = 37 - 12 = 25 \text{ кПа,}$$

або 67,6 %. Отже, робимо висновок, що модернізація дозволяє зменшити втрати тиску приблизно на 68 %.

3.1.3 Автоматизація процесів

Сучасні блочно-комплектні вузли обліку газу виробництва ПрАТ «Енергооблік» комплектуються системами автоматизації та телеметрії, які забезпечують:

- автоматичний збір даних;
- архівування інформації;
- дистанційний контроль параметрів газу;
- передачу даних до диспетчерських центрів;
- інтеграцію із системами SCADA;
- контроль стану вимірювального обладнання в реальному часі [25].

На відміну від діафрагмового вузла, ультразвуковий вимірювальний комплекс забезпечує додатковий контроль:

- профілю швидкостей потоку;
- наявності турбулентності;
- рівня акустичних шумів;
- працездатності ультразвукових каналів.

Це дозволяє значно підвищити надійність комерційного обліку природного газу та скоротити витрати на технічне обслуговування.

3.2 Вибір типу нового витратоміра

З метою обґрунтування вибору типу витратоміра для модернізації вузла обліку було розглянуто основні типи витратомірів, що застосовуються на магістральних газопроводах:

- діафрагмовий;
- турбінний;
- ультразвуковий (табл. 3.1).

Таблиця 3.1 – Порівняльна характеристика витратомірів

Показник	Діафрагмовий	Турбінний	Ультразвуковий
Принцип роботи	Перепад тиску	Обертання турбіни	Час проходження ультразвуку
Точність	±0,8–1,0 %	±0,5–1,0 %	±0,2–0,3 %
Діапазон вимірювання	1:10	1:20	1:100
Втрати тиску	Великі	Малі	Практично відсутні
Рухомі елементи	Ні	Так	Ні
Самодіагностика	Ні	Обмежено	Так
Технічне обслуговування	Високе	Середнє	Мінімальне
Термін служби	10–15 років	10–15 років	понад 20 років
Використання на ГВС	Так	Так	Так
Перспективність	Середня	Висока	Найвища

Діафрагмові витратоміри широко використовуються на об'єктах газотранспортної системи завдяки простоті конструкції та нормативній базі [1]. Однак вони характеризуються значними втратами тиску та потребують складного технічного обслуговування.

Турбінні лічильники забезпечують вищу точність і менші втрати тиску, але мають рухомі механічні елементи, які зношуються в процесі експлуатації.

Ультразвукові витратоміри є найбільш сучасним рішенням для вузлів комерційного обліку природного газу високого тиску. Вони забезпечують високу точність вимірювання, широкий діапазон витрат та практично не створюють додаткового гідравлічного опору [23].

Аналіз показав, що найбільш доцільним є застосування ультразвукового витратоміра. Як промисловий аналог удосконаленої системи прийнято блочно-комплектні вузли обліку природного газу (БКВОГ) виробництва ПрАТ «Енергооблік», які призначені для комерційного та технологічного обліку природного газу на магістральних газопроводах. Дані системи виконуються у вигляді двониткових вимірювальних комплексів з фільтрацією газу, обчислювальним блоком та інтеграцією в системи SCADA. Сучасні модифікації БКВОГ ПрАТ «Енергооблік» передбачають застосування ультразвукових витратомірів як базового вимірювального елемента, які дозволять зменшити втрати тиску та підвищити точність обліку [25].

3.3 Розробка нової технологічної схеми

Удосконалена схема розробляється за принципом блочно-комплектного виконання із двома вимірювальними нитками.

Особливості схеми:

- робоча та резервна вимірювальні нитки;
- блочне виконання заводської готовності;
- багатопроменеві ультразвукові витратоміри;
- автоматизований збір даних;
- дистанційна передача інформації.

Удосконалена схема наведена на рисунку 3.1.

3.4 Вибір блочно-комплектного обладнання

Для реалізації модернізації приймається комплект обладнання, аналогічний рішенням ПрАТ «Енергооблік» для вузлів обліку високого тиску DN300.

Специфікація обладнання наведена в таблиці 3.2.

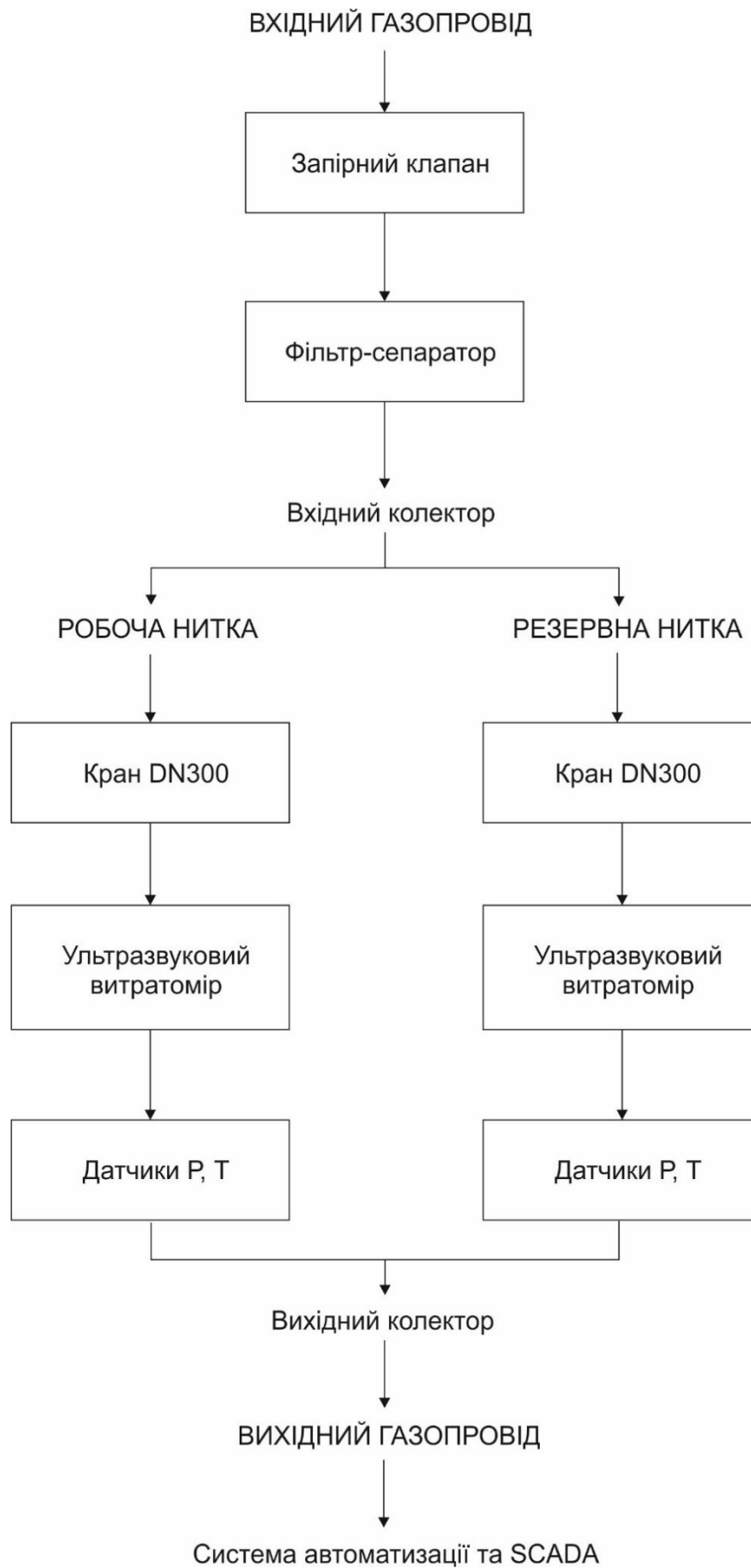


Рисунок 3.1 – Удосконалена технологічна схема

Таблиця 3.2 – Специфікація обладнання

Найменування	Кількість
Блок вузла обліку газу	1
Фільтр-сепаратор DN300 PN100	1
Ультразвуковий витратомір DN300	2
Датчик абсолютного тиску	2
Датчик температури Pt100	2
Обчислювач витрати газу	1
Шафа автоматизації	1
GSM/GPRS модем	1
Запірні кульові крани DN300 PN100	8
Зворотні клапани	2
Запобіжні клапани	2
Кабельна продукція та монтажні комплекти	Комплект

3.5 Вибір допоміжного обладнання

Надійність роботи вузла значною мірою залежить від правильного вибору допоміжного обладнання. Тож проведемо підбір елементів допоміжного обладнання, а саме:

- кульові крани: для трубопроводів DN300 рекомендується використання повнопрохідних кульових кранів класу герметичності А з номінальним тиском PN100; основні переваги: мінімальний гідравлічний опір; висока надійність; простота обслуговування;

- фільтр-сепаратор: приймається фільтр-сепаратор циклонного типу DN300 PN100; основні функції: очищення газу від механічних домішок; відділення вологи та конденсату; захист витратомірів;

- імпульсні лінії: оскільки ультразвуковий витратомір не використовує перепад тиску для визначення витрати, кількість імпульсних ліній суттєво скорочується; залишаються лише лінія підключення датчика

тиску; гільза датчика температури, що значно підвищує надійність системи;

– запобіжна арматура: для захисту обладнання від перевищення допустимого тиску встановлюються: пружинні запобіжні клапани; запобіжно-відсічні клапани; манометри контролю тиску.

3.6 Розробка функціональної схеми автоматизації

Система автоматизації забезпечує безперервний контроль роботи вузла обліку та передачу інформації до диспетчерського пункту. Функціональна схема автоматизації наведена на рисунку 3.2.



Рисунок 3.2 – Функціональна схема автоматизації.

Функції автоматизації

- вимірювання витрати газу;
- контроль тиску та температури;
- розрахунок об'єму за стандартних умов;
- архівування даних;
- формування звітів;
- передача інформації в SCADA;
- сигналізація аварійних режимів;
- дистанційний моніторинг роботи вузла.

4 ТЕХНОЛОГІЧНІ ТА ГІДРАВЛІЧНІ РОЗРАХУНКИ

4.1 Вихідні дані для розрахунків

Для виконання розрахунків приймаються параметри природного газу та характеристики вузла обліку, наведені в таблиці 4.1.

Таблиця 4.1 – Вихідні параметри

Параметр	Позначення	Значення
Діаметр трубопроводу	D	300 мм
Робочий тиск	P	5,5 МПа
Температура газу	T	20 °С
Максимальна витрата	Q _{max}	25 000 м ³ /год
Мінімальна витрата	Q _{min}	2 500 м ³ /год
Густина газу за стандартних умов	ρ _{ст}	0,72 кг/м ³
Коефіцієнт стисливості (для природного газу) [7]	Z	0,92
Динамічна в'язкість газу	μ	1,1·10 ⁻⁵ Па·с

4.2 Розрахунок фізичних характеристик газу

Густина природного газу за робочих умов визначається:

$$\rho = \rho_{ст} \cdot \frac{P}{P_{ст}} \cdot \frac{T_{ст}}{T} \cdot \frac{1}{Z}, \text{ кг/м}^3,$$

де P_{ст} – стандартний (атмосферний) тиск; P_{ст} = 0,101325 МПа;

T_{ст} – стандартна температура; T_{ст} = 20 °С = 293 К;

T – фактична (робоча) температура газу; $T = 20 \text{ }^{\circ}\text{C} = 293 \text{ K}$ (за умовами).

$$\rho = 0,72 \cdot \frac{5,5}{1} \cdot \frac{293}{1} \cdot \frac{1}{1} = 42,4 \text{ кг/м}^3.$$

Коефіцієнт стисливості для природного газу при тиску 5,5 МПа приймаємо $Z = 0,92$. Значення відповідає розрахункам за [7].

Кінематична в'язкість

$$\nu = \frac{\mu}{\rho}, \text{ м}^2/\text{с};$$

$$\nu = \frac{1,1 \cdot 10^{-5}}{42,4} = 2,59 \cdot 10^{-7} \text{ м}^2/\text{с}.$$

4.3 Розрахунок максимальної та мінімальної витрати газу

Максимальна витрата $Q_{\max} = 25000 \text{ м}^3/\text{год}$. Переведемо в секунди:

$$Q_{\max} = \frac{25000}{3600} = 6,94 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Мінімальна витрата $Q_{\min} = 2500 \text{ м}^3/\text{год}$. Переведемо в секунди:

$$Q_{\min} = \frac{2500}{3600} = 0,694 \text{ м}^3/\text{с}.$$

4.4 Розрахунок швидкості газу в трубопроводі

Площа перерізу трубопроводу:

$$F = \frac{\pi \cdot D^2}{4}, \text{ м}^2;$$

$$F = \frac{3,14 \cdot 0,3^2}{4} = 0,0707 \text{ м}^2.$$

Максимальна швидкість

$$V_{\max} = \frac{Q_{\max}}{F}, \text{ м/с};$$

$$V_{\max} = \frac{6,94}{0,0707} = 98,2 \text{ м/с}.$$

Мінімальна швидкість

$$V_{\min} = \frac{Q_{\min}}{F}, \text{ м/с};$$

$$V_{\min} = \frac{0,694}{0,0707} = 9,82 \text{ м/с}.$$

4.5 Розрахунок числа Рейнольдса

Число Рейнольдса розраховуємо по формулі

$$Re = \frac{V \cdot D}{\nu}.$$

Для максимальної витрати

$$Re = \frac{98,2 \cdot 0,3}{\nu} = 1,14 \cdot 10^8.$$

Для мінімальної витрати

$$Re = \frac{9,82 \cdot 0,3}{\dots} = 1,14 \cdot 10^7.$$

Отримані значення свідчать про повністю турбулентний режим течії газу.

4.6 Розрахунок метрологічних характеристик

Абсолютна похибка для максимальної витрати:

$$\Delta Q = 0,003 \cdot 25000 = 75 \text{ м}^3/\text{год}.$$

Відносна похибка для ультразвукового витратоміра складає $\delta = \pm 0,3\%$.

Складові сумарної невизначеності:

- витратомір – 0,30 %;
- датчик тиску – 0,04 %;
- датчик температури – 0,05 %;
- обчислювач – 0,10 %.

Тоді сумарна невизначеність складатиме:

$$U = \sqrt{0,3^2 + 0,04^2 + 0,05^2 + 0,1^2} = 0,32\%.$$

4.7 Порівняння показників до і після модернізації

Результати порівняння показників до і після модернізації наведено в таблиці 4.2.

Проведені технологічні та гідравлічні розрахунки показали, що модернізація вузла вимірювання витрати природного газу шляхом впровадження блочно-комплектного комплексу з ультразвуковим витратоміром дозволяє знизити втрати тиску з 37 до 12,2 кПа, тобто на 67 %, а також зменшити сумарну похибку вимірювання з $\pm 0,88$ % до $\pm 0,30$ %. Отримані результати підтверджують технічну доцільність запропонованої модернізації.

Таблиця 4.2 – Порівняльні результати

Показник	Існуючий вузол (діафрагма)	Новий вузол (ультразвуковий)
Тип витратоміра	Діафрагма	Ультразвуковий
Похибка вимірювання	$\pm 0,88$ %	$\pm 0,30$ %
Сумарна невизначеність	0,90 %	0,32 %
Втрати тиску	37 кПа	12,2 кПа
Діапазон вимірювання	1:10	1:100
Самодіагностика	Немає	Є
Рухомі елементи	Немає	Немає
Необхідність імпульсних ліній	Так	Мінімальна
Автоматизований контроль	Частковий	Повний
Передача даних до SCADA	Обмежена	Повна

5 АВТОМАТИЗАЦІЯ ТА ДИСПЕТЧЕРИЗАЦІЯ ВУЗЛА

5.1 Структура системи автоматизації

Система автоматизації та диспетчеризації модернізованого вузла вимірювання витрати природного газу побудована за ієрархічним принципом і включає рівні збору, обробки та передачі інформації.

До складу системи входять:

- первинні вимірювальні перетворювачі (ультразвукові витратоміри);
- датчики тиску та температури;
- обчислювач витрати газу;
- програмований логічний контролер (ПЛК);
- шафа автоматики;
- модуль телеметрії;
- диспетчерський центр (SCADA-система).

Структура системи забезпечує безперервний контроль параметрів газового потоку та автоматичне формування комерційної інформації про обсяги природного газу.

5.2 Вибір засобів контролю та управління

Як основні засоби контролю та управління прийнято сучасне промислове обладнання, що застосовується у складі блочно-комплектних вузлів обліку газу.

Основні компоненти:

- ультразвуковий витратомір (багатопроменевий, клас точності до 0,3 %);
- датчики тиску з цифровим виходом (HART / Modbus);
- термперетворювачі Pt100 класу А;
- обчислювач витрати з підтримкою стандартів ISO 17089 та AGA;

- ПЛК промислового класу;
- модуль зв'язку GSM/LTE або Ethernet.

Використання цифрових інтерфейсів дозволяє мінімізувати вплив перешкод і забезпечити високу точність передачі даних.

5.3 Організація збору даних

Збір даних здійснюється в автоматичному режимі з періодичністю 1–60 секунд залежно від налаштувань системи.

До системи надходять такі параметри:

- об'ємна витрата газу;
- приведений об'єм газу до стандартних умов;
- тиск у трубопроводі;
- температура газу;
- коефіцієнт стисливості;
- діагностичні параметри стану витратоміра.

Обчислювач витрати виконує первинну обробку даних, включаючи фільтрацію шумів, перевірку достовірності сигналів та розрахунок комерційних обсягів газу.

Результати вимірювань архівуються у внутрішній пам'яті та дублюються у SCADA-системі.

5.4 Передача інформації на диспетчерський пункт

Передача даних здійснюється через сучасні канали зв'язку:

- GSM/GPRS;
- LTE;
- Ethernet (при наявності інфраструктури);
- оптоволоконні канали (на магістральних об'єктах).

Протоколи обміну даними:

- Modbus RTU/TCP;
- IEC 60870-5-104;
- OPC UA (у сучасних SCADA-системах).

Інформація передається в диспетчерський центр у режимі реального часу, що забезпечує оперативний контроль режимів роботи газотранспортної системи.

5.5 Контроль аварійних ситуацій

Система автоматизації передбачає багаторівневий контроль аварійних ситуацій та відхилень від нормальних режимів роботи.

Основні типи аварій:

- перевищення допустимого тиску;
- зниження або підвищення температури газу;
- вихід витрати за межі діапазону вимірювання;
- відмова датчиків або витратоміра;
- втрата зв'язку з диспетчерським пунктом;
- несанкціоноване втручання в систему.

При виникненні аварійних ситуацій система виконує:

- автоматичну фіксацію події;
- формування аварійного повідомлення;
- передавання сигналу до SCADA;
- активацію звукової та світлової сигналізації;
- блокування подачі газу через запірну арматуру (за необхідності).

Структурна схема автоматизованої системи наведена на рисунку 5.1.

Розроблена система автоматизації та диспетчеризації забезпечує повну інтеграцію модернізованого вузла вимірювання витрати природного газу в сучасні інформаційно-керуючі системи газотранспортної інфраструктури. Використання цифрових засобів вимірювання, програмованих контролерів та SCADA-систем дозволяє забезпечити

безперервний контроль параметрів газу, оперативне виявлення аварійних ситуацій та підвищення точності комерційного обліку. Запропонована структура відповідає сучасним вимогам до автоматизованих вузлів обліку газу високого тиску та узгоджується з концепцією блочно-комплектних рішень типу ПрАТ «Енергооблік».

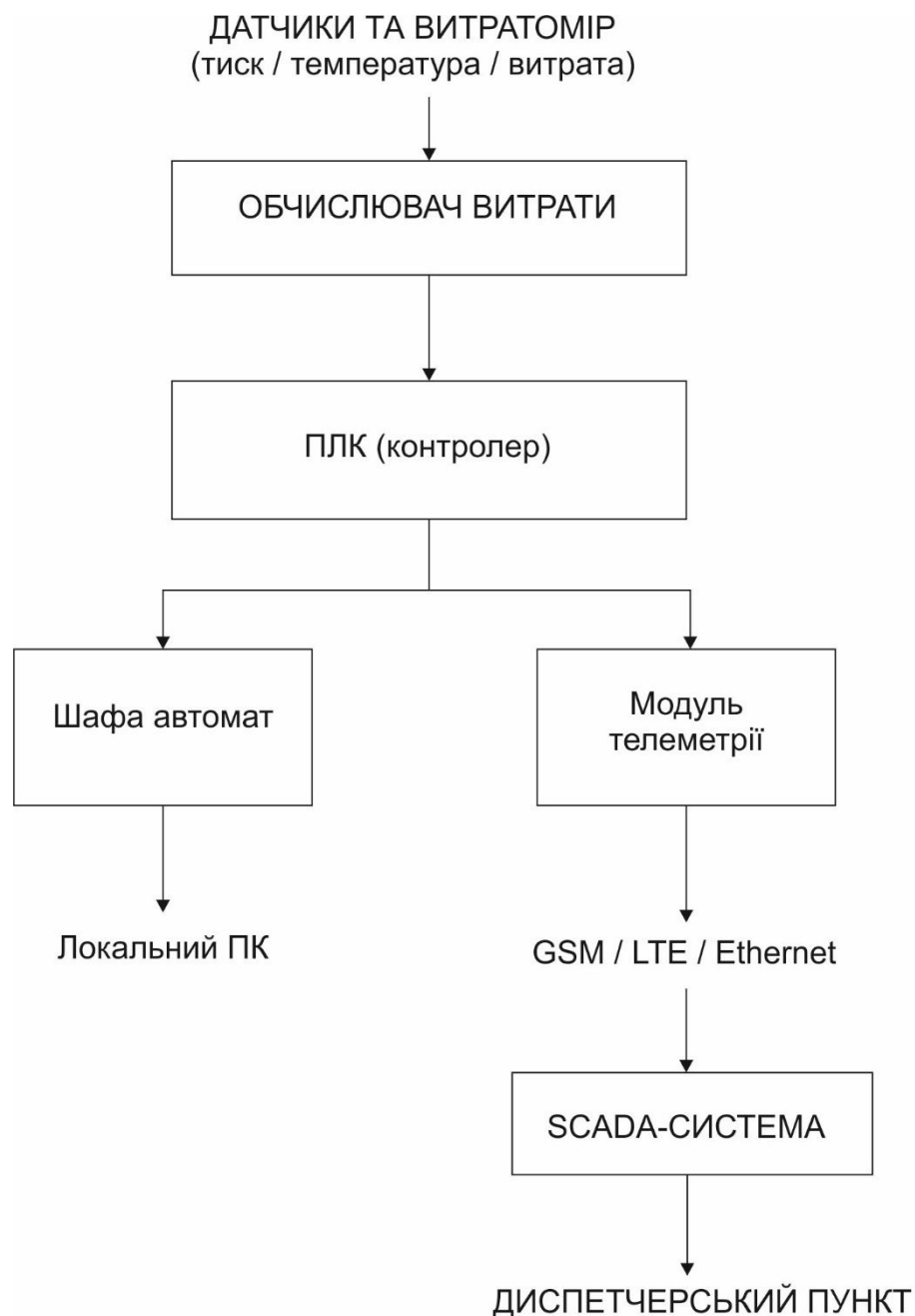


Рисунок 5.1 – Структурна схема автоматизованої системи

6 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА ЕКСПЛУАТАЦІЇ

6.1 Аналіз небезпечних і шкідливих факторів

Під час експлуатації блочно-комплектного вузла вимірювання витрати природного газу високого тиску основні небезпечні та шкідливі фактори визначаються відповідно до:

- Закон України «Про охорону праці» [26];
- НПАОП 0.00-1.76-15 «Правила безпеки систем газопостачання» [27];
- Кодекс газотранспортної системи України [11].

Основні фактори ризику:

- надлишковий тиск газу до 5,5 МПа;
- вибухопожежна безпека (категорія А);
- можливі витіки природного газу (CH₄);
- електричні ризики (24–220 В);
- шум та вібрації потоку газу;
- низькі температури при дроселюванні газу;
- ризики при технічному обслуговуванні (газонебезпечні роботи).

Особливо небезпечними є роботи, пов'язані з розгерметизацією газопроводів, які згідно з нормативами відносяться до газонебезпечних робіт

6.2 Аналіз ризиків при експлуатації вузла

Оцінка ризику виконується за класичною методикою:

$$R = P \cdot S,$$

де Р – ймовірність події, Р=0...1;

S – тяжкість наслідків, $S=1\dots 10$.

Результати проведення оцінки ризиків наведені в таблиці 6.1.

Таблиця 6.1 – Оцінка ризиків

Небезпечна подія	P	S	R
Витік газу	0,2	5	1,0
Вибух газоповітряної суміші	0,05	10	0,5
Відмова арматури	0,1	4	0,4
Відмова датчиків/SCADA	0,1	3	0,3
Електротравма	0,08	4	0,32

Таким чином, максимальний ризик складає $R_{\max} = 1,0$ (витік газу), що відповідає середньому рівню ризику, характерному для об'єктів газотранспортної системи.

6.3 Заходи щодо безпечної роботи

Згідно з вимогами Правил безпеки систем газопостачання та нормативів НПАОП [27], безпечна експлуатація вузла вимірювання витрати природного газу повинна забезпечуватися комплексом технічних, організаційних та автоматизованих заходів. Такий підхід дозволяє мінімізувати ризики аварійних ситуацій, пов'язаних із високим тиском, вибухонебезпечною середовищем та складністю технологічного обладнання.

6.3.1 Технічні заходи безпеки

До технічних заходів належить сукупність інженерних рішень, які закладаються ще на етапі проектування вузла.

Зокрема, застосування блочно-комплектного виконання обладнання дозволяє суттєво підвищити рівень безпеки, оскільки основна частина монтажу та налагодження виконується в заводських умовах. Це зменшує

кількість з'єднань і монтажних операцій на об'єкті, а отже — знижує ймовірність витоків газу та помилок монтажу.

Важливим елементом є резервування вимірювальних ниток, яке передбачає наявність робочої та резервної лінії вимірювання. У випадку виходу з ладу основної нитки система автоматично або вручну переводиться на резервну, що забезпечує безперервність обліку та підвищує надійність роботи вузла.

Одним із ключових заходів безпеки є автоматичне перекриття подачі газу при аварійних ситуаціях. Це реалізується за допомогою запірної арматури з електроприводом, яка спрацьовує за сигналами від датчиків тиску, витрати або газоаналізаторів.

Також обов'язковим є використання вибухозахищеного електрообладнання (Ех-виконання), оскільки зона експлуатації відноситься до вибухонебезпечних. Це виключає можливість займання газоповітряної суміші від електричних іскр або перегріву обладнання.

Додатково здійснюється контроль герметичності фланцевих і різьбових з'єднань, що є критичним елементом для запобігання витокам природного газу під високим тиском.

6.3.2 Організаційні заходи безпеки

Організаційні заходи спрямовані на забезпечення правильного порядку виконання робіт та контроль дій персоналу.

До роботи з обладнанням допускається лише персонал, який пройшов спеціальне навчання та має допуск до виконання газонебезпечних робіт. Це є обов'язковою вимогою нормативних документів у сфері газового господарства.

Перед виконанням будь-яких робіт оформлюється наряд-допуск, який визначає умови, послідовність і заходи безпеки під час проведення технічного обслуговування або ремонту.

Також обов'язково проводяться періодичні інструктажі з охорони праці, включаючи первинні, повторні та позапланові, що дозволяє підтримувати належний рівень обізнаності персоналу щодо потенційних ризиків.

Окремо передбачаються планові перевірки обладнання та технічне обслуговування, які включають контроль герметичності, перевірку справності датчиків, арматури та систем автоматизації.

6.3.3 Автоматизація системи безпеки

Сучасний рівень безпеки значною мірою забезпечується за рахунок впровадження автоматизованих систем контролю та управління.

Система SCADA-моніторингу забезпечує безперервний контроль основних технологічних параметрів – тиску, температури, витрати газу та стану обладнання. У випадку відхилення параметрів від допустимих меж система формує аварійні сигнали та передає їх диспетчеру.

Також передбачена сигналізація перевищення допустимого тиску, яка дозволяє оперативно реагувати на небезпечні режими роботи та запобігати руйнуванню обладнання.

Крім того, встановлюються газоаналізатори метану (CH_4), які контролюють концентрацію газу в повітрі. При перевищенні гранично допустимих значень система автоматично подає сигнал тривоги та ініціює заходи аварійного захисту, включаючи можливе перекриття подачі газу.

6.4 Протипожежний захист

Вузол відноситься до вибухопожежонебезпечних об'єктів (категорія А), оскільки в технологічному процесі використовується природний газ, основним компонентом якого є метан. При витоку газу та змішуванні його з повітрям можуть утворюватися вибухонебезпечні газоповітряні суміші. Тому під час проєктування та експлуатації вузла необхідно передбачати комплекс

заходів, спрямованих на запобігання виникненню пожежі та мінімізацію її наслідків.

Протипожежний захист вузла організовується відповідно до вимог:

- Закон України «Про пожежну безпеку» [28];
- Кодекс цивільного захисту України [29];
- НПАОП 0.00-1.76-15. Правила безпеки систем газопостачання [27];
- ДБН В.1.1-7:2016 «Пожежна безпека об'єктів будівництва» [30];
- ДСТУ EN 60079-10-1:2022 «Вибухонебезпечні середовища» [31].

Основним заходом протипожежного захисту є недопущення утворення вибухонебезпечної концентрації природного газу в зоні розташування обладнання. Для цього всі технологічні елементи вузла повинні забезпечувати необхідний рівень герметичності, а фланцеві та різьбові з'єднання підлягають періодичному контролю.

Для своєчасного виявлення витоків природного газу на вузлі встановлюються газоаналізатори метану. У разі досягнення концентрації газу, що перевищує встановлені порогові значення, система автоматизації формує світловий та звуковий сигнал тривоги, а також передає інформацію на диспетчерський пункт. При необхідності може бути реалізоване автоматичне перекриття подачі газу за допомогою електроприводної запірної арматури.

Важливим елементом протипожежного захисту є застосування вибухозахищеного електрообладнання. Датчики, шафи автоматики, кабельні вводи та інші електротехнічні пристрої повинні відповідати вимогам щодо експлуатації у вибухонебезпечних зонах та мати відповідне маркування вибухозахисту.

Для запобігання виникненню іскріння внаслідок накопичення статичної електрики всі металеві конструкції, трубопроводи та технологічне обладнання підлягають обов'язковому заземленню. Крім того, виконується система блискавкозахисту, що захищає обладнання від прямих ударів блискавки та вторинних її проявів.

На території вузла забороняється використання відкритого вогню, проведення зварювальних робіт без спеціального дозволу та застосування інструменту, який може стати джерелом займання. Усі вогневі роботи виконуються виключно за нарядом-допуском із дотриманням вимог пожежної безпеки.

Для ліквідації можливих загорянь вузол забезпечується первинними засобами пожежогасіння. Згідно з вимогами нормативних документів рекомендується встановлення порошкових вогнегасників типу ВП-9 або ВП-12, які ефективно застосовуються для гасіння пожеж газів та електрообладнання під напругою.

6.5 Електробезпека

Електрообладнання вузла вимірювання витрати природного газу забезпечує роботу систем контролю, обліку, автоматизації та диспетчеризації. До його складу входять ультразвукові витратоміри, датчики тиску і температури, обчислювач витрати газу, програмований логічний контролер (ПЛК), шафа автоматики, мережеве обладнання та засоби телеметрії.

Для живлення обладнання використовуються два рівні напруги:

- 24 В постійного струму (DC) – для живлення датчиків, контролерів, модулів вводу-виводу та засобів автоматизації;
- 220 В змінного струму (AC) – для живлення шаф управління, систем зв'язку, освітлення та допоміжного обладнання.

Оскільки вузол обліку природного газу належить до вибухонебезпечних виробничих об'єктів, забезпечення електробезпеки є одним із найважливіших напрямів охорони праці. Організація електробезпеки повинна відповідати вимогам:

- Правил улаштування електроустановок (ПУЕ) [32];

- НПАОП 40.1-1.21-98 «Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів» [33];
- ДСТУ EN 60079 «Вибухонебезпечні середовища» [31];
- Правил технічної експлуатації електроустановок споживачів [34].

Для захисту персоналу від ураження електричним струмом усі металеві неструмоведучі частини обладнання, які можуть опинитися під напругою внаслідок пошкодження ізоляції, підлягають захисному заземленню. До системи заземлення приєднуються технологічні трубопроводи, шафи автоматики, корпуси електроприладів, металеві конструкції вузла та кабельні лотки.

Додатковим заходом захисту є встановлення пристроїв захисного відключення (ПЗВ), які автоматично відключають електроживлення при появі струмів витоку або пошкодженні ізоляції.

Особлива увага приділяється стану кабельних мереж. Кабелі прокладаються в захисних трубах або кабельних лотках, а їх ізоляція повинна відповідати умовам експлуатації на відкритому повітрі та у вибухонебезпечних зонах. Під час технічного обслуговування здійснюється регулярний контроль стану ізоляції та перевірка відсутності механічних пошкоджень.

Усі датчики та польове обладнання, встановлені безпосередньо на технологічних трубопроводах, повинні мати вибухозахищене виконання, що виключає можливість займання газоповітряної суміші внаслідок появи електричної дуги або іскри.

Для підвищення рівня безпеки в системах автоматизації використовуються низьковольтні кола живлення напругою 24 В, що значно зменшує небезпеку ураження електричним струмом під час експлуатації та обслуговування обладнання.

Не рідше одного разу на рік проводиться перевірка технічного стану заземлювального пристрою та вимірювання його опору. Відповідно до

вимог ПУЕ [33] для електроустановок напругою до 1000 В опір захисного заземлення не повинен перевищувати 4 Ом.

ВИСНОВКИ

У кваліфікаційній роботі бакалавра виконано удосконалення технологічної схеми вузла вимірювання витрати природного газу високого тиску на базі блочно-комплектного обладнання.

Проведено аналіз сучасних методів вимірювання витрати природного газу. Встановлено, що найбільш перспективним рішенням для вузлів комерційного обліку магістральних газопроводів є застосування багатопроменевих ультразвукових витратомірів, які забезпечують точність вимірювання на рівні $\pm 0,2-0,5$ %, мінімальні втрати тиску та можливість самодіагностики.

Досліджено існуючий вузол вимірювання витрати природного газу, побудований на базі стандартної діафрагми. Встановлено, що вузол працює при робочому тиску 5,5 МПа, максимальному тиску 7,5 МПа та максимальній витраті 25 000 м³/год. Клас точності існуючого вузла становить до $\pm 1,0$ %.

Проведено аналіз технологічної схеми вузла обліку та встановлено її основні недоліки: значні втрати тиску на звужувальному пристрої, підвищені вимоги до прямих ділянок трубопроводу, необхідність використання розгалуженої системи імпульсних ліній, обмежені можливості діагностики та відносно висока сумарна похибка вимірювання.

На основі проведеного аналізу обґрунтовано модернізацію вузла шляхом заміни діафрагмового методу вимірювання на ультразвуковий та впровадження блочно-комплектного виконання вузла обліку газу заводського виготовлення.

Розроблено удосконалену технологічну схему вузла вимірювання витрати природного газу, до складу якої включено два ультразвукові витратоміри DN300, датчики тиску та температури, сучасний обчислювач витрати газу, систему автоматизації та телеметрії GSM/GPRS.

Виконано технологічні, гідравлічні та метрологічні розрахунки модернізованого вузла. Розрахунки підтвердили працездатність запропонованого рішення та його відповідність умовам експлуатації магістральних газопроводів високого тиску.

У результаті модернізації втрати тиску у вузлі зменшилися з 37 кПа до 12,2 кПа, що відповідає зниженню на 67 %. Одночасно сумарна похибка вимірювання зменшилася з $\pm 0,88$ % до $\pm 0,30$ %, що забезпечує суттєве підвищення точності комерційного обліку природного газу.

У розділі виконано аналіз умов охорони праці та безпеки експлуатації блочно-комплектного вузла вимірювання витрати природного газу високого тиску відповідно до чинних нормативних документів.

Встановлено, що основними небезпечними факторами є високий тиск газу (до 5,5 МПа), вибухопожежна небезпека, можливі витоки метану, електричні ризики та фактори, пов'язані з обслуговуванням обладнання. Найбільш критичним є ризик витоку газу з утворенням вибухонебезпечної суміші.

Результати оцінки ризиків показали максимальне значення $R_{\max}=1,0$, що відповідає середньому рівню небезпеки для об'єктів газотранспортної системи та потребує впровадження комплексу захисних заходів.

Запропоновані технічні, організаційні та автоматизовані заходи (резервування вимірювальних ниток, вибухозахищене виконання, SCADA-контроль, газоаналіз, система автоматичного відключення) дозволяють суттєво знизити ймовірність аварійних ситуацій.

Запропоновані технічні рішення дозволяють підвищити надійність роботи вузла, скоротити кількість допоміжних елементів вимірювальної системи, покращити можливості дистанційного моніторингу та забезпечити відповідність сучасним вимогам цифровізації газотранспортної галузі.

Отримані результати можуть бути використані під час реконструкції існуючих та проектування нових вузлів комерційного обліку природного газу на об'єктах газотранспортної системи України.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. ISO 5167-1:2022. Measurement of fluid flow by means of pressure differential devices inserted in circular cross-section conduits running full – Part 1: General principles and requirements. Geneva : International Organization for Standardization, 2022.
2. International Gas Union. Global Gas Report 2024. London : International Gas Union, 2024. 120 p.
3. Оператор газотранспортної системи України. Офіційний сайт. URL: <https://tsoua.com> (дата звернення: 21.05.2026).
4. ISO 6976:2016. Natural gas – Calculation of calorific values, density, relative density and Wobbe indices from composition. Geneva : International Organization for Standardization, 2016.
5. GPA Midstream Association. Engineering Data Book. 15th ed. Tulsa : GPA Midstream Association, 2018.
6. AGA Report No. 10. Speed of Sound and Ultrasonic Flow Measurement. Washington : American Gas Association, 2003.
7. ДСТУ ISO 12213-2:2009. Природний газ. Розрахунок коефіцієнта стисливості. Частина 2. Обчислення з використанням молярного складу. Київ : Держспоживстандарт України, 2009.
8. OIML R140:2007. Measuring systems for gaseous fuel. Paris : International Organization of Legal Metrology, 2007.
9. GPSA Engineering Data Book. 15th ed. Tulsa : Gas Processors Suppliers Association, 2018.
10. AGA Report No. 8. Compressibility Factors of Natural Gas and Other Related Hydrocarbon Gases. Washington : American Gas Association, 2017.
11. Кодекс газотранспортної системи України : затверджений постановою НКРЕКП №2493 від 30.09.2015 р. Київ : НКРЕКП, 2015.

12. ENTSOG. Energy Measurement Guidelines. Brussels : European Network of Transmission System Operators for Gas, 2022.
13. AGA Report No. 3. Orifice Metering of Natural Gas and Other Related Hydrocarbon Fluids. Washington : American Gas Association, 2022.
14. AGA Report No. 9. Measurement of Gas by Multipath Ultrasonic Meters. Washington : American Gas Association, 2022.
15. Crane Co. Flow of Fluids Through Valves, Fittings and Pipe. Technical Paper No. 410. Joliet : Crane Co., 2018.
16. Fox R. W., McDonald A. T., Pritchard P. J. Fox and McDonald's Introduction to Fluid Mechanics. 10th ed. Hoboken : John Wiley & Sons, 2024. 896 p.
17. ISO 5167-2:2022. Measurement of fluid flow by means of pressure differential devices inserted in circular cross-section conduits running full – Part 2: Orifice Plates. Geneva : International Organization for Standardization, 2022.
18. OIML R137-1&2:2012. Gas Meters. Paris : International Organization of Legal Metrology, 2012.
19. AGA Report No. 7. Measurement of Natural Gas by Turbine Meters. Washington : American Gas Association, 2006.
20. European Partnership on Metrology. Gas Flow Measurement Research Programme. Braunschweig : EURAMET, 2024.
21. ISO/TR 12767:2007. Measurement of fluid flow by means of vortex flowmeters. Geneva : International Organization for Standardization, 2007.
22. ASME MFC-6M-2017. Measurement of Fluid Flow in Pipes Using Vortex Flowmeters. New York : American Society of Mechanical Engineers, 2017.
23. ISO 17089-1:2019. Measurement of fluid flow in closed conduits – Ultrasonic meters for gas – Part 1: Meters for custody transfer and allocation measurement. Geneva : International Organization for Standardization, 2019.

24. EN 1776:2015. Gas Infrastructure – Gas Measuring Systems – Functional Requirements. Brussels : European Committee for Standardization, 2015.
25. ПрАТ «Енергооблік». Продукція: ультразвукові витратоміри-лічильники газу та системи обліку природного газу. URL: <https://energo.kh.ua/products/> (дата звернення: 21.05.2026).
26. Закон України «Про охорону праці» від 14.10.1992 №2694-ХІІ.
27. НПАОП 0.00-1.76-15. Правила безпеки систем газопостачання. Київ : Міністерство енергетики та вугільної промисловості України, 2015.
28. Закон України «Про пожежну безпеку» від 17.12.1993 №3745-ХІІ.
29. Кодекс цивільного захисту України від 02.10.2012 №5403-VI.
30. ДБН В.1.1-7:2016. Пожежна безпека об'єктів будівництва. Загальні вимоги. Київ : Мінрегіон України, 2017.
31. ДСТУ EN IEC 60079-10-1:2022. Вибухонебезпечні середовища. Частина 10-1. Класифікація зон. Київ : ДП «УкрНДНЦ», 2022.
32. Правила улаштування електроустановок. 5-те вид. Харків : Форт, 2017.
33. НПАОП 40.1-1.21-98. Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів. Київ, 1998.
34. Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів : затверджені наказом Міністерства палива та енергетики України №258 від 25.07.2006.