

Міністерство освіти і науки України
Західноукраїнський національний університет
Факультет комп'ютерних інформаційних технологій
Кафедра спеціалізованих комп'ютерних систем

Володимир Романович ШАГАЛА

**АВТОМАТИЗОВАНА СИСТЕМА КОМЕРЦІЙНОГО ОБЛІКУ
ПРИРОДНОГО ГАЗУ / AUTOMATED COMMERCIAL NATURAL
GAS METERING SYSTEM**

Спеціальність 174 - Автоматизація, комп'ютерно-інтегровані технології та
робототехніка

Освітньо-професійна програма – Автоматизація та комп'ютерно-інтегровані
технології

Випускна кваліфікаційна робота за ступенем вищої освіти "бакалавр"

Виконав студент групи АКІТ-42/1
Володимир Шагала

Науковий керівник:
д.т.н., проф. Н.Я. Возна

Дипломну роботу допущено до захисту:

" ____ " _____ 20__ р.

Завідувач кафедри

А.І.Сегін

Тернопіль 2026

Західноукраїнський національний університет
Факультет комп'ютерних інформаційних технологій
Кафедра спеціалізованих комп'ютерних систем
Ступінь вищої освіти "бакалавр"
Спеціальність: 174 - Автоматизація, комп'ютерно-інтегровані технології та
робототехніка
Освітньо-професійна програма – Автоматизація та комп'ютерно-інтегровані
технології

“ЗАТВЕРДЖУЮ”

Завідувач кафедри СКС

_____ А.І.Сегін

“ _____ ” _____ 20__ р.

З А В Д А Н Н Я
НА БАКАЛАВРСЬКУ РОБОТУ СТУДЕНТУ
ШАГАЛІ Володимир Романовичу

(прізвище, ім'я по-батькові)

1. Тема роботи

_____ Автоматизована система комерційного обліку природного газу / Automated
commercial natural gas metering system _____

_____ керівник роботи _____ д.т.н., проф. Н.Я. Возна _____

затверджені наказом по університету від "01" грудня 2025 р. № 894

2. Строк подання студентом закінченої дипломної роботи 25 травня 2026р.

3. Вихідні дані до роботи:

_____ 1. Діапазон вимірювання витрати природного газу _____

_____ 2. Робочі параметри газу _____

_____ 3. Вимоги до точності вимірювання _____

_____ 4. Умови експлуатації та вимоги до системи _____

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно
розробити):

_____ 1. Аналіз сучасного стану обліку природного газу та обґрунтування
необхідності автоматизації _____

_____ 2. Проєктування автоматизованої системи комерційного обліку природного газу _____

_____ 3. Вибір засобів обліку та розроблення алгоритму роботи системи _____

5. Перелік графічного матеріалу у роботі

_____ 1. Структурна схема автоматизованої системи обліку природного газу _____

_____ 2. Алгоритм роботи програми коректора _____

_____ 3. Алгоритм роботи програми РС з коректором _____

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		Завдання видав	Завдання прийняв
1	Возна Н.Я.		
2	Возна Н.Я.		
3	Возна Н.Я.		

7. Дата видачі завдання 01 грудня 2025р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Аналіз сучасного стану обліку природного газу та обґрунтування необхідності автоматизації	12.2025р. – 01.2026р.	
2	Проектування автоматизованої системи комерційного обліку природного газу	02.2026р. – 03.2026р.	
3	Вибір засобів обліку та розроблення алгоритму роботи системи	04.2026р. – 05.2026р.	

Студент

(підпис)

В.Р.Шагала

Керівник роботи

(підпис)

д.т.н., проф. Н.Я. Возна

АНОТАЦІЯ

Шагала В. Автоматизована система комерційного обліку природного газу. – Рукопис.

Дослідження на здобуття освітнього ступеня «бакалавр» за спеціальністю 174 «Автоматизація, комп'ютерно-інтегровані технології та робототехніка», освітньо-професійна програма. – Західноукраїнський національний університет, Тернопіль, 2026.

У роботі розглянуто питання проєктування автоматизованої системи обліку природного газу. Проведено аналіз сучасного стану обліку газу та обґрунтовано доцільність використання автоматизованих вимірювальних систем. Досліджено вплив робочих параметрів на точність вимірювання витрати газу.

Розроблено структурну схему автоматизованої системи обліку природного газу, яка забезпечує збір, обробку, передачу та зберігання вимірювальної інформації. Проаналізовано основні методи вимірювання витрати газу та обґрунтовано вибір методу змінного перепаду тиску. Виконано розрахунок параметрів вимірювальної діафрагми.

Розроблено алгоритм функціонування коректора об'єму газу та програмного забезпечення, що забезпечує безперервний контроль параметрів, архівацію даних і передачу інформації.

Практичне значення роботи полягає у можливості використання розробленої системи для підвищення точності та надійності комерційного обліку природного газу.

Ключові слова: природний газ, автоматизована система обліку, витрата газу, вимірювання, коректор об'єму, діафрагма, метод змінного перепаду тиску, автоматизація.

ABSTRACT

Shagala V. Automated commercial natural gas metering system. - Manuscript.

Research on obtaining a bachelor's degree in the specialty 174 "Automation, computer-integrated technologies and robotics", educational and professional program. – West Ukrainian National University, Ternopil, 2026.

The diploma thesis addresses the design of an automated natural gas metering system. An analysis of the current state of gas metering is carried out, and the feasibility of implementing automated measurement systems is substantiated. The influence of operating parameters on the accuracy of gas flow measurement is investigated.

A structural scheme of an automated natural gas metering system is developed, which ensures data acquisition, processing, transmission, and storage of measurement information. The main gas flow measurement methods are analyzed, and the differential pressure method is justified as the most appropriate for the proposed system. The calculation of the orifice plate parameters is performed.

An algorithm for the operation of the gas volume corrector and the software is developed, providing continuous monitoring of parameters, data archiving, and information transmission.

The practical significance of the work lies in the possibility of applying the developed system to improve the accuracy and reliability of commercial natural gas metering.

Keywords: natural gas, automated metering system, gas flow rate, measurement, volume corrector, orifice plate, differential pressure method, metrology, automation.

ЗМІСТ

ВСТУП	6
1. АНАЛІЗ СУЧАСНОГО СТАНУ ОБЛІКУ ПРИРОДНОГО ГАЗУ ТА ОБҐРУНТУВАННЯ НЕОБХІДНОСТІ АВТОМАТИЗАЦІЇ	8
1.1 Обґрунтування доцільності побудови автоматизованої системи обліку природного газу.....	10
1.2 Аналіз впливу робочих параметрів на точність вимірювання витрати газу.....	14
2. ПРОЄКТУВАННЯ АВТОМАТИЗОВАНОЇ СИСТЕМИ КОМЕРЦІЙНОГО ОБЛІКУ ПРИРОДНОГО ГАЗУ.....	24
2.1 Основні вимоги до системи автоматизації.....	24
2.2 Побудова структурної схеми автоматизованої системи обліку природного газу	32
2.3 Методи вимірювання витрати	35
2.4 Розрахунок параметрів отвору вимірювальної діафрагми	39
3. ВИБІР ЗАСОБІВ ОБЛІКУ ТА РОЗРОБЛЕННЯ АЛГОРИТМУ РОБОТИ СИСТЕМИ.....	45
3.1 Обґрунтування вибору засобів обліку.....	45
3.2 Розроблення алгоритму роботи системи обліку.....	55
ВИСНОВКИ.....	60
СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ І МАТЕРІАЛІВ.....	62
ДОДАТКИ.....	64

					ДП.АКІТ.11148866.00.00.000 ПЗ			
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Автоматизована система комерційного обліку природного газу / Automated commercial natural gas metering system	Літ.	Арк.	Акрушіє
Розроб.		Шагала В.Р.						
Перевір.		Возна Н.Я.					5	63
Консульт.		Возна Н.Я.				ЗУНУ.ФКІТ.АКІТ-42		
Н. Контр.								
Затверд.		Сегін А.І.						

ВСТУП

У сучасних умовах розвитку енергетичної галузі особливого значення набуває забезпечення точного та достовірного обліку природного газу на всіх етапах його транспортування, зберігання та споживання. Це зумовлено як економічними чинниками, так і необхідністю підвищення ефективності використання енергоресурсів. Висока точність вимірювання витрати природного газу є важливою для здійснення комерційних розрахунків, контролю технологічних процесів та мінімізації втрат енергоресурсів.

Актуальність теми зумовлена необхідністю впровадження сучасних автоматизованих систем обліку природного газу, які забезпечують безперервний контроль параметрів газового потоку, автоматичну обробку результатів вимірювань та передачу даних для подальшого аналізу. Використання таких систем дозволяє значно підвищити точність вимірювань, зменшити вплив людського фактору та забезпечити оперативне виявлення аварійних ситуацій.

Об'єктом дослідження є процеси вимірювання та обліку витрати природного газу в газотранспортних і газорозподільних системах.

Предметом дослідження є методи та засоби функціонування автоматизованих систем комерційного обліку природного газу.

Метою роботи є проектування автоматизованої системи обліку природного газу з використанням сучасних засобів вимірювальної техніки, що забезпечує високу точність, надійність та ефективність обліку.

Для досягнення поставленої мети необхідно вирішити такі задачі:

- провести аналіз сучасного стану обліку природного газу та обґрунтувати доцільність автоматизації;
- дослідити вплив робочих параметрів на точність вимірювання витрати газу;
- сформулювати основні вимоги до автоматизованої системи обліку;

					ДП.АКІТ. 11148866.00.00.000 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

- розробити структурну схему автоматизованої системи обліку природного газу;
- проаналізувати сучасні методи вимірювання витрати газу та обґрунтувати вибір оптимального методу;
- виконати розрахунок параметрів вимірювальної діафрагми;
- розробити алгоритм функціонування системи обліку та взаємодії її елементів.

Практичне значення отриманих результатів полягає у можливості використання розробленої автоматизованої системи обліку природного газу для підвищення точності комерційного обліку, забезпечення надійності функціонування вимірювальних комплексів та вдосконалення процесів контролю і аналізу газоспоживання. Запропоновані рішення можуть бути використані при модернізації існуючих вузлів обліку газу та впровадженні нових автоматизованих інформаційно-вимірювальних систем у газовій галузі.

Апробація. Юрій Тернович Автоматизована система регулювання водозабірною установкою / Ю.Тернович, В.Шагала, О.Циквас // Збірник матеріалів всеукраїнської науково-практичної конференції «Автоматизація та комп'ютерно-інтегровані технології» (АКІТ - 2026), Тернопіль, 2026. -С.122-124.

					ДП.АКІТ. 11148866.00.00.000 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

1. АНАЛІЗ СУЧАСНОГО СТАНУ ОБЛІКУ ПРИРОДНОГО ГАЗУ ТА ОБҐРУНТУВАННЯ НЕОБХІДНОСТІ АВТОМАТИЗАЦІЇ

Газові компанії у всьому світі (НАК «Нафтогаз України» не є винятком) надають значного значення точності обліку природного газу. Високі вимоги до точності поширюються на всі етапи технологічного ланцюга: від видобутку й транспортування до зберігання та розподілу [1, 2].

Газ, видобутий на українських родовищах, після технологічної підготовки подається до газотранспортної системи через газовимірювальні станції та пункти вимірювання газу - 68 станцій у ДК «Укргазвидобування», 13 - у ВАТ «Укрнафта», а також безпосередньо споживачам через 177 газорозподільних станцій.

Усі об'єкти вимірювання витрат оснащені сучасними електронними комплексами з класом точності 0,5 і 0,3, що працюють за методом змінного перепаду тиску, або газовими лічильниками класу точності 1,0 у поєднанні з електронними коректорами класу 0,5 і 0,1. Транспортування газу супроводжується проміжним контролем його витрати на 17 газовимірювальних станціях між управліннями магістральних газопроводів ДК «Укртрансгаз». На цих станціях витрата газу визначається електронними комплексами за методом змінного перепаду тиску.

Передача природного газу з газотранспортної системи до газорозподільної мережі відбувається на 1416 газорозподільних станціях, де облік витрати здійснюється сучасними електронними комплексами за методом змінного перепаду тиску або турбінними лічильниками класу точності 1,0 з електронними коректорами. Частина найбільших станцій додатково обладнана резервними електронними витратовимірювальними комплексами.

Газ, що закачується до підземних проходів через вимірювальні ділянки, які також оснащені типовими електронними комплексами обліку витрати з класом точності 0,3–0,5.

					ДП.АКІТ. 11148866.00.00.000 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

З 2002 року в Україні в газовидобувній та газотранспортній галузях для комерційного обліку використовуються виключно сучасні електронні та електронно-механічні засоби вимірювання природного газу. Контроль фізико-хімічних показників здійснюється на всіх пунктах вимірювання витрати та на майданчиках компресорних станцій.

Визначення характеристик газу проводиться у 97 стаціонарних хіміко-аналітичних лабораторіях, а також за допомогою потокових приладів - хроматографів, вологомірів і густиномірів провідних світових виробників. Усі лабораторії атестовані Держспоживстандартом України та мають право виконувати вимірювання фізико-хімічних параметрів газу. Витратовимірювальні комплекси, діафрагми, обчислювачі, перетворювачі тиску, перепаду тиску й температури регулярно проходять перевірку за участю представників Держспоживстандарту із застосуванням високоточних еталонів. Лічильники природного газу перевіряються на спеціалізованих еталонних стендах.

У 2001 році була введена в дію «Концепція створення єдиної системи обліку природного газу» [3], а в 2002 році розроблено та впроваджено «Програму створення єдиної системи обліку природного газу» [4] і «Правила обліку природного газу при видобуванні, транспортуванні і зберіганні» [5]. Ці документи передбачають запровадження європейського підходу до вимірювання витрати газу, а саме використання двох послідовно встановлених приладів: основного та дублюючого, які працюють на різних фізичних принципах.

Першим об'єктом, де у 2002 році було реалізовано таку схему, стала прикордонна газовимірювальна станція «Гребеники». Тут послідовно встановлено звужувальні пристрої (метод змінного перепаду тиску) та ультразвукові лічильники Q.Sonic виробництва бельгійської компанії «Інстромет». Проведена модернізація дозволила підвищити точність вимірювання з $\pm 5\%$ до $\pm 0,5\%$.

					ДП.АКІТ. 11148866.00.00.000 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Пріоритетом розвитку системи обліку є забезпечення високоточного й надійного вимірювання об'ємної витрати та кількості природного газу на ділянках магістральних газопроводів. Поєднання різних методів вимірювання підвищує достовірність результатів, забезпечує стабільність обліку при зміні режимів транспортування та складу газу, а також створює додаткові переваги під час розв'язання можливих спірних ситуацій.

Запровадження в Україні сучасних високоточних лічильників природного газу стримується низкою чинників, серед яких одним із ключових є недостатній рівень метрологічного забезпечення. Досягнення точності вимірювання витрати на рівні менше 1% можливе лише за умови наявності унікального еталонного обладнання та проведення повірки при реальному тиску безпосередньо на природному газі.

З метою забезпечення високої достовірності вимірювання об'єму природного газу на всіх етапах технологічного процесу: видобутку, транспортування, зберігання та споживання НАК «Нафтогаз України» створила в місті Боярка (Київська область) спеціалізований метрологічний центр. До його складу входять сучасні повірочні стенди та лабораторії, необхідні для повноцінного метрологічного супроводу газовимірювального обладнання.

Формування розвиненої повірочної бази засобів обліку газу, зокрема створення метрологічних засобів для повірки лічильників різних типів, розрахованих на великі витрати та високий тиск, відкриває можливості для широкого впровадження високоточних систем обліку природного газу. Це дозволяє задовольняти потреби в метрологічному забезпеченні як підприємств компанії, так і інших замовників, у тому числі іноземних.

1.1 Обґрунтування доцільності побудови автоматизованої системи обліку природного газу

На сучасному етапі дедалі більшого поширення набуває автоматизація обліку витрати природного газу із застосуванням коректорів витрати. Їх

					ДП.АКІТ. 11148866.00.00.000 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

використання дає змогу усунути з облікового процесу трудомістку процедуру перерахунку параметрів газу до стандартних умов. Крім того, це є зручним як для споживачів, так і для постачальників, оскільки звітна інформація надходить у друкованому та електронному вигляді із зазначенням середньомісячного й добового споживання, зафіксованих максимумів і мінімумів витрат, а також із реєстрацією аварійних ситуацій.

Облік природного газу здійснюється відповідно до встановлених правил. Їх дія поширюється на суб'єктів господарювання, які займаються постачанням і транспортуванням природного газу розподільними мережами, на споживачів, що використовують газ у господарсько-виробничій діяльності, а також на організації, які виконують проєктування, налагодження вузлів обліку газу, розробляють і виготовляють засоби виміральної техніки, призначені для застосування на таких вузлах.

Водночас ці правила не застосовуються до визначення об'єму газу та порядку перевірки технічного стану комерційних вузлів обліку у випадках підключення об'єктів системи газопостачання споживачів безпосередньо до магістральних газопроводів газотранспортних підприємств або до трубопроводів газовидобувних компаній.

Є Правила обліку природного газу під час транспортування газорозподільними мережами, постачання та споживання [5]. Ці Правила визначають порядок взаємодії суб'єктів господарювання під час передачі природного газу з газорозподільних мереж споживачам. Вони поширюються, зокрема, на газ, видобутий із газових і газоконденсатних родовищ, а також на нафтовий (попутний) газ, отриманий із нафтових родовищ.

Облік транспортованого та реалізованого споживачеві газу здійснюється спільно газопостачальним підприємством, газорозподільним підприємством (трубопроводами якого відбувається транспортування) та споживачем відповідно до вимог цих Правил.

Під час здійснення взаєморозрахунків за спожитий газ його об'єм приводиться до стандартних умов згідно з вимогами ДСТУ ISO 13443:2014 [6].

					ДП.АКІТ. 11148866.00.00.000 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Після втрати чинності ГОСТ 5542-87 в Україні застосовується комплекс гармонізованих стандартів, зокрема ДСТУ EN 16726:2019, ДСТУ ISO 13686:2015 та ДСТУ EN 16723 [7, 8], які встановлюють вимоги до фізико-хімічних показників, якості та складу природного газу відповідно до європейських норм.

Газ, видобутий на території України та реалізований споживачам без транспортування магістральними трубопроводами, має відповідати технічним умовам ТУ У 320.001158764.033-2000 «Гази горючі природні родовищ України для промислового та комунально-побутового призначення».

З огляду на фізико-хімічні властивості природного газу (зокрема зміну витрати залежно від температури, тиску, густини та інших параметрів), необхідно здійснювати корекцію показників за цими величинами.

Дані, що надходять із давачів тиску, температури та витрати (лічильника або за перепадом тиску на звужувальному пристрої), передаються до коректора, де за спеціальним алгоритмом виконується перерахунок до стандартних умов, вносяться поправки до значення витрати та здійснюється архівування інформації. Частина параметрів, необхідних для корекції, вводиться безпосередньо в пам'ять коректора як умовно постійні величини, зокрема коефіцієнт стисливості та густина.

Обчислення, визначення та перерахунок усіх величин виконуються відповідно до чинних стандартів. Вони регламентують методи непрямого визначення коефіцієнта стисливості, густини, показника адіабати, швидкості звуку, динамічної в'язкості та об'ємної питомої теплоти згоряння природного газу за вимірними значеннями температури, тиску, компонентного складу і густини за стандартних умов.

Також стандарти встановлюють підходи до непрямого визначення фізичних властивостей компонентів природного газу та продуктів його переробки на основі вимірних значень температури і тиску [6-17].

Їх основне призначення полягає у забезпеченні достовірного розрахунку фізичних властивостей природного газу, його компонентів і продуктів

					ДП.АКІТ. 11148866.00.00.000 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

переробки під час визначення витрати за допомогою стандартних звужувальних пристроїв. Застосування стандартів передбачене для розрахунку фізичних властивостей виключно газової фази природного газу, його складових і продуктів переробки.

Вибір альтернативних методів визначення фізичних властивостей природного газу доцільно здійснювати з урахуванням мінімальної похибки результатів та оптимальності техніко-економічних витрат.

У разі відсутності в стандарті окремих параметрів або за потреби підвищення точності їх визначення слід користуватися офіційними даними, затвердженими Держстандартом чи Державною службою стандартних довідкових даних.

Стандарти ГОСТ 30319.1–30319.3, які регламентували методи розрахунку фізичних властивостей природного газу, втратили чинність в Україні з 01.01.2026 року. Натомість застосовуються гармонізовані міжнародні стандарти, зокрема ДСТУ EN ISO 6976:2020, ДСТУ ISO 12213 та ISO 20765 [9–13], які забезпечують розрахунок термодинамічних і фізичних характеристик природного газу відповідно до сучасних європейських вимог.

Для розробки проекту обрано трубопровід діаметром 100 мм, по якому природний газ транспортуватиметься за умов надлишкового тиску від 0,31 до 0,6 МПа. Розрахунки враховують можливий перепад тиску на звужуючих пристроях у межах 0–62,2 кПа, що дозволяє визначити оптимальні параметри швидкості потоку газу. Температурний діапазон газу від -10°C до 40°C впливає на його щільність та зміну об'ємної витрати, тому для проектування прийнято, що густина газу при стандартних умовах складає 0,67–0,72 кг/м³.

Хімічний склад газу також враховано: концентрація азоту коливається від 0,1 до 2 %, а об'ємна концентрація вуглекислого газу – від 0,02 до 2 %. Ці показники важливі для оцінки теплотворної здатності газу та його фізико-хімічної поведінки при проходженні трубопроводу.

Рівень оснащення технологічного обладнання засобами автоматизації та контрольно-вимірювальними приладами, а також склад, зміст і порядок

					ДП.АКІТ. 11148866.00.00.000 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

розроблення проєктної документації мають відповідати чинним на території України нормативним документам і регламентуючим матеріалам.

1.2 Аналіз впливу робочих параметрів на точність вимірювання витрати газу

Вимірювання витрати та об'єму газу проводиться за його фактичних умов, що відповідають параметрам стану газу в трубопроводі під час протікання. Комерційний облік природного газу здійснюється шляхом приведення отриманих результатів до стандартних (нормованих) умов, що визначає використання відповідної термінології та понять. Тому першочергово необхідно визначити основні терміни та параметри фізичних властивостей газу, а також методологію їх вимірювання або розрахунку [18, 19].

Ідеальний газовий стан - це умовний стан газу або газової суміші, за якого відсутня взаємодія між молекулами, а самі молекули не мають власного об'єму. Реальний газ - це газ, який існує в природі, і його стан характеризується взаємодією молекул та наявністю власного об'єму молекул.

За складом газу поділяють на чисті та суміші [18, 19]. Чисті газу містять не більше 0,05% (молярних) домішок інших газів. Газова суміш - це поєднання чистих газів, які не вступають між собою в хімічну реакцію. Природний газ є газовою сумішшю, основними компонентами якої є насичені вуглеводні, а також азот, вуглекислий газ та сірководень.

Компонентний склад визначає наявність різних складових газу, рідких або твердих фаз, які не взаємодіють між собою хімічно. Склад газової суміші, у тому числі природного газу, визначають у об'ємних або молярних частках за відповідними формулами:

$$r_i = \frac{V_i}{\sum_i V_i} \quad (1.1)$$

$$x_i = \frac{n_i}{\sum_i n_i} \quad (1.2)$$

					ДП.АКІТ. 11148866.00.00.000 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

де: r_i, x_i - об'ємна і молярна частка i -тої компоненти в газовій суміші;

V_i - об'єм i -тої компоненти.

n_i - кількість моль i -тої компоненти газової суміші, яка визначається за формулою:

$$n_i = \frac{m_i}{M_i} \quad (1.3)$$

де: m_i - маса i -тої компоненти, кг;

M_i - молярна маса i -тої компоненти, кг/кмоль.

Об'ємна r_i і молярна x_i частки пов'язані такими співвідношеннями:

$$x_i = \frac{r_i \cdot z_{ci}}{\sum_i (r_i \cdot z_{ci})} \quad (1.4)$$

$$r_i = \frac{x_i \cdot z_{ci}}{\sum_i (x_i \cdot z_{ci})} \quad (1.5)$$

де z_{ci} - фактор стиснення i -тої компоненти газу за стандартних умов.

Фактор стиснення характеризує здатність молекул реального газу ущільнюватися при зміні тиску та температури і кількісно показує, наскільки поведінка реального газу відрізняється від ідеального.

Тиск - це границя відношення (N) нормальної складової сили до (S) площі, на яку діє сила:

$$P = \lim_{\Delta S \rightarrow 0} \frac{\Delta N}{\Delta S} = \frac{dN}{dS};$$

а, при рівномірному розподілі сил буде визначатись формулою:

$$P = \frac{N}{S} \quad (1.7)$$

Абсолютний тиск газу (p) - це є тиск газу на стінки посудин та трубопроводів.

Надлишковий тиск газу ($p_{надл}$) - це різниця між абсолютним тиском газу та атмосферним ($p_{атм}$) тиском:

$$P_{надл} = P - P_{атм} \quad (1.8)$$

Вакуумний тиск ($p_{вак}$) - це різниця між атмосферним тиском та

					ДП.АКІТ. 11148866.00.00.000 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

абсолютним:

$$P_{\text{вак}} = P_{\text{атм}} - P \quad (1.9)$$

Абсолютна температура (термодинамічна температура) - це величина, що характеризує середню кінетичну енергію поступального руху молекул ідеального газу. Значення абсолютної температури (T) газу в Кельвінах визначається за формулою:

$$T = 273,15 + t, \quad (1.10)$$

де t - температура середовища, яка вимірюється за шкалою Цельсія, °C.

Стандартні умови - це прийняті значення тиску та температури газу, що використовуються як базові при обліку, і становлять $P_c=0,101325$ МПа, $T_c=293,15$ К.

Робочі умови - це фактичні значення тиску та температури газу, що характеризують його стан у даний момент у контрольованій точці потоку.

Масова витрата - це маса газу (m), що проходить через поперечний переріз потоку за одиницю часу (t), виражена в кг/с або кг/год.:

$$q_m = \frac{m}{t}, \quad (1.11)$$

де t - час, впродовж якого через даний переріз проходить газ.

Об'ємна витрата - це об'єм газу, який проходить через поперечний переріз потоку за одиницю часу і виражений у м³/с.

$$q_v = \frac{V}{t} \quad (1.12)$$

При обліку газу розрізняють об'ємну витрату за стандартних умов та об'ємну витрату за робочих умов.

Лінійна швидкість газу визначається як об'ємна витрата (q_v) у фактичних умовах, поділена на площу поперечного перерізу потоку (S), і вимірюється в м/с.

$$W = \frac{q_v}{S}, \quad (1.13)$$

де S - площа поперечного перерізу потоку, м².

Масова швидкість - це масова витрата газу через одиницю площі

					ДП.АКІТ. 11148866.00.00.000 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

поперечного перерізу потоку, яка виражена в кг/м².

$$U = \frac{q_m}{S} \quad (1.14)$$

Рівняння стану природного газу - це рівняння, яке встановлює зв'язок між фактором стиснення, температурою, густиною та молярними частками компонентів газу.

Густина газу (кг/м³) - це маса газу в одиниці об'єму, що визначається як відношення молярної маси (М) газу до об'єму одного моля:

$$\rho = \frac{M}{22,4}, \frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \quad (1.15)$$

Густина газу визначається за формулою:

$$\rho = \frac{m}{V} \quad (1.16)$$

Відносна густина - це є безрозмірна величина, що визначається як відношення густини газу до густини повітря за однакових умов, зокрема виділяють відносну густину за стандартних умов та за робочих умов.

Густину газу можна вимірювати за допомогою різних типів густиномірів (піднометричних, ареометричних, вібраційних, акустичних, радіаційних тощо) або визначати непрямим методом на основі вимірювань параметрів стану газу, його складу та проведення відповідних розрахунків.

Густина чистого газу в ідеальному стані визначається за значеннями тиску (р), температури (Т) та молярної маси (М) за відповідною формулою:

$$\rho_i = \frac{10^3 MP}{RT}, \quad (1.17)$$

де R - універсальна газова стала (R=8,31451 кДж/кмоль·К).

За молярну масу М приймають масу одного кіломоля речовини в кілограмах.

Молярну масу визначають за формулою:

$$M = \sum_j A_j \cdot n_j \quad (1.18)$$

де: A_j - маса кілограм-атома j-го елемента, що входить до складу

					ДП.АКІТ. 11148866.00.00.000 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

молекули;

n_j - кількість атомів j -го елемента молекули.

Густина реального природного газу визначається із врахуванням фактора стиснення газу z за формулою:

$$\rho = \frac{\rho_i}{z} = \frac{10^3 MP}{RTz} \quad (1.19)$$

Густину газу в стандартних умовах визначають при $p=p_c$ та $T=T_c$ згідно з відношенням за формулою:

$$\rho_c = \frac{10^3 MP_c}{RT_c z_c} \quad (1.20)$$

Із рівнянь (1.19) і (1.20) отримується практична формула для визначення густини газу:

$$\rho = \frac{\rho_c \cdot P \cdot T_c}{P_c \cdot T \cdot K}, \quad (1.21)$$

де коефіцієнт стиснення K дорівнює:

$$K = \frac{z}{z_c}, \quad (1.22)$$

де z і z_c - фактор стиснення відповідно за робочих і стандартних умов.

Коефіцієнт стиснення газу (суміші газів) (K) - це відношення фактора стиснення газу за робочих умов до його фактора стиснення за стандартних умов.

Питомий об'єм газу V_c - це об'єм, який займає одиниця маси газу.

$$V_c = \frac{1}{\rho} = \frac{V}{m} \quad (1.23)$$

В'язкість - це одна із основних властивостей потоків, що характеризує силу внутрішнього тертя (F), яка виникає між сусідніми рухомими шарами газу або ж рідини. Ця сила діє перпендикулярно до напрямку руху потоку та пропорційна швидкості відносного переміщення шарів і площі їхнього контакту (S). Величина сили (F) визначається за законом Ньютона:

$$F = -\mu S \frac{\Delta V}{\Delta n}, \quad (1.24)$$

де: μ - коефіцієнт динамічної в'язкості речовини;

					ДП.АКІТ. 11148866.00.00.000 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

$\frac{\Delta V}{\Delta n}$ - градієнт швидкості в напрямі нормалі до рухомих шарів потоку.

Кількісно коефіцієнт динамічної в'язкості μ характеризує силу, що діє на одиницю площі одного шару речовини з боку сусіднього шару за умови наявності градієнта швидкості між ними.

Величина, що визначається як відношення коефіцієнта динамічної в'язкості до густини середовища за однакових умов, називається кінематичною в'язкістю.

Кінематична в'язкість (в м²/с) визначається за формулою:

$$\nu = \frac{\mu}{\rho} \quad (1.25)$$

Критичною температурою називають температуру, вище якої будь-яку пару неможливо сконденсувати в рідкий стан незалежно від тиску.

Критичним тиском називають тиск, при якому рідину неможливо випаровувати навіть за підвищення температури.

Для суміші природних вуглеводневих газів ці параметри називають псевдокритичними.

Приведеним тиском називають відношення абсолютного тиску газової суміші до її псевдокритичного тиску.

$$P_{np} = \frac{P}{P_{нк}} = \frac{P}{\sum_{i=1}^n P_{ki} N_t} \quad (1.26)$$

де p_{ki} - значення абсолютного критичного тиску i -тої компоненти;

N_i - відносна об'ємна частка i -тої компоненти.

Приведеною температурою T_{np} називають відношення абсолютної температури газової суміші (газу) до її псевдокритичної температури, та визначається формулою:

$$T_{np} = \frac{T}{T_{нк}} = \frac{T}{\sum_{i=1}^n T_{ki} N_t}, \quad (1.27)$$

де T_{ki} - значення абсолютної критичної температури i -тої компоненти.

					ДП.АКІТ. 11148866.00.00.000 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Приведений об'єм V_{np} визначається, виходячи із рівняння стану $V = \frac{KRT}{P}$

та виразу для критичного об'єму $V_k = \frac{K_k RT_k}{P_k}$ за відношенням:

$$V_{np} = \frac{V}{V_k} = \frac{KP_k T}{K_k P T_k} = P_{np}^{-1} T_{np} \frac{K}{K_k} \quad (1.28)$$

Аналогічно визначається приведена густина за формулою:

$$\rho_{np} = \frac{\rho}{\rho_k} = \frac{V_k}{V} = P_{np} T_{np}^{-1} \frac{K_k}{K} \quad (1.29)$$

Псевдокритичні та приведені параметри газових сумішей застосовують для визначення в'язкості, густини та інших властивостей газу за робочих умов з урахуванням його складу.

Відносна вологість газу φ (у частках одиниці) визначається як відношення фактичної кількості водяної пари, що міститься в газовому потоці, до максимально можливої її кількості за тих самих умов температури та тиску. Інакше кажучи, це відношення поточного значення G_{en} до граничного значення $G_{en \max}$ при однакових робочих параметрах (p і T).

$$\varphi = \frac{G_{en}}{G_{en \max}} \quad (1.30)$$

Відносну вологість газу $\varphi(p, T)$, також можна визначати як відношення парціального тиску водяної пари (p і T) у вологому газовому потоці до максимально можливого парціального тиску за даної температури, або як відношення густини водяної пари у вологому газі до максимально можливої густини пари при тих самих значеннях тиску та температури.

$$\varphi = \frac{P_{en}}{P_{en \max}} = \frac{\rho_{en}}{\rho_{en \max}} \quad (1.31)$$

Відносна вологість залежить від параметрів стану (p і T) газів (газових сумішей). Перерахунок відносної вологості газу $\varphi(p, T)$, відомої при одних робочих умовах (при p і T), а до інших (p_1, T_1) здійснюються за виразом:

					ДП.АКІТ. 11148866.00.00.000 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

$$\varphi = \varphi(P_1, T_1) \frac{PT_1 \rho_{\text{вн max}}(t_1)}{P_1 T \rho_{\text{вн max}}(t)} = \varphi(P_1, T_1) \frac{PT_1 P_{\text{вн max}}(t_1)}{P_1 T P_{\text{вн max}}(t)} \quad (1.32)$$

де $\rho_{\text{вн max}}(t)$, $p_{\text{вн max}}(t)$ - відповідно густина і парціальний тиск насиченої водяної пари при температурі t ;

$\rho_{\text{вн max}}(t)$, $p_{\text{вн max}}(t)$ - те саме при температурі t_1 .

При $\varphi(p, T) > 1$ вологий газовий потік буде насиченим, при цьому частина водяної пари сконденсується. За таких умов приймають $\varphi(p, T) = 1$.

Показник адіабати (ізоентропи) - це термодинамічна характеристика газового середовища або газової суміші, що описує процес, який відбувається без теплообміну із навколишнім середовищем.

Швидкість звуку - термодинамічна характеристика газового середовища, яка дозволяє визначити швидкість поширення звукових хвиль у цьому середовищі.

Питома об'ємна теплота згоряння (теплотворна здатність) природного газу визначається як кількість теплової енергії, що виділяється під час повного згоряння газу в повітрі за сталих значень тиску P_c і температури T_{cg} , віднесена до об'єму сухого газу, приведенного до стандартних умов. Вища теплота згоряння враховує повну конденсацію водяної пари, яка утворюється в процесі згоряння, тоді як нижча теплота згоряння визначається без урахування цієї конденсації, тобто за наявності водяної пари в продуктах згоряння.

При аналізі та моделюванні фізичних процесів у трубопроводах і засобах обліку природного газу застосовують критерії подібності потоків. Під критеріями подібності розуміють безрозмірні комбінації фізичних величин, сформовані відповідно до π -теореми, які використовуються для опису досліджуваних процесів у безрозмірній формі. Визначальними вважаються ті критерії, що утворені лише з величин, заданих однозначно та незалежних змінних. До основних критеріїв подібності в гідрогазодинаміці належать числа Рейнольдса (Re), Фруда (Fr), Струхаля (St) та Маха (M) [18-20].

Число Рейнольдса $R_e = \frac{V \cdot l}{\nu}$ (де ν характерна для даної задачі швидкість потоку; l - характерний лінійний розмір; ν - кінематична в'язкість потоку).

					ДП.АКІТ. 11148866.00.00.000 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Число Рейнольдса є безрозмірним критерієм гідродинамічної подібності потоків і є відношенням сил інерції до сил в'язкості потоку.

Наприклад, при протіканні потоку в круглому трубопроводі діаметром D приймають $l=D$, v - середня за перерізом швидкість потоку. Число Рейнольдса Re_D , що відноситься до діаметра при відомій об'ємній витраті Q_0 газу в робочих умовах,

$$Re_D = 0,354 \frac{Q_0}{D v} = \frac{Q_0 \rho}{D \mu} \quad (1.33)$$

при відомій витраті сухого газу Q_c за стандартних умов

$$Re_D = 0,354 \frac{Q_c \rho_c}{D \rho v} = 0,0361 \frac{Q_c \rho_c}{D \mu} \quad (1.34)$$

при відомій витраті сухої частини вологого газу за стандартних умов

$$Re_D = 0,354 \frac{Q_c \rho_c}{D \rho_{cr} v} = 0,0361 \frac{Q_c \rho_c \rho}{D \rho_{cr} \mu} \quad (1.35)$$

Для газових потоків число Рейнольдса знаходиться в діапазоні 10^3-10^7 і суттєво впливає на сталість коефіцієнта витрати у витратомірах змінного перепаду тиску. Щоб забезпечити точність вимірювань цими засобами, коефіцієнт витрати повинен залишатися постійним у робочому діапазоні зміни витрати.

Оскільки в'язкість газу змінюється незначно, основний вплив на число Рейнольдса мають швидкість потоку (або об'ємна витрата) та густина газу, яка істотно залежить від робочого тиску. Після досягнення граничного значення числа Рейнольдса ($Re_{гр}$) відбувається стабілізація коефіцієнта витрати. Тому режим роботи звужуючих пристроїв слід задавати так, щоб для мінімальної вимірюваної витрати $Remin$ число Рейнольдса перевищувало $Re_{гр}$. Для діафрагм $Re_{гр}$ становить $3 \cdot 10^4$ при відносній площі (модулі) 0,05 і збільшується зі зростанням модуля до 10^6 при модулі 0,7. Для сопел значення $Re_{гр}$ практично не залежить від модуля і дорівнює приблизно $2 \cdot 10^5$.

Число Фруда $Fr = \frac{V^2}{gl}$ (де v - це швидкість рідини на відстані від тіла, що

					ДП.АКІТ. 11148866.00.00.000 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

нею обтікається). Число Фруда показує співвідношення між силами інерції та силами тяжіння в потоці рідини. Воно має велике значення при моделюванні процесів, пов'язаних з роботою гідротехнічних споруд, рухом кораблів та інших об'єктів. Для газових потоків цей критерій практично не впливає на подібність, оскільки через низьку густину газів силу тяжіння зазвичай можна знехтувати.

Число Струхала є критерієм подібності нестационарного (неусталеного) руху середовища і використовується для оцінки впливу інерційних і часових змін потоку на його поведінку.

$$St = \frac{vT_x}{l} \quad (1.36)$$

де: v - характерна швидкість;

T_x - характерний інтервал часу, який, наприклад, дорівнює періоду коливання для періодичного руху середовища.

Число Маха (число Маєвського) характеризує вплив стиснення рідини на її рух

$$M_x = \frac{v}{c} \quad (1.37)$$

де v - швидкість рідини в точці, що аналізується; c швидкість звуку в цій точці.

Для випадків, коли $M_x < 1$, рідину вважають нестискуваною. Рух стискуваного середовища називають дозвуковим, якщо $M_x < 1$, і надзвуковим, якщо $M_x > 1$.

Поправочний коефіцієнт на розширення середовища (коефіцієнт розширення) ϵ є параметром, що враховує зміну густини газу під час його проходження через звужувальний пристрій. Його значення визначається відносним перепадом тиску $\Delta P/P$, відносною площею звуження, а також показником адіабати природного газу χ . Даний коефіцієнт використовується для підвищення точності розрахунків витрати при застосуванні методу змінного перепаду тиску.

					ДП.АКІТ. 11148866.00.00.000 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

2. ПРОЄКТУВАННЯ АВТОМАТИЗОВАНОЇ СИСТЕМИ КОМЕРЦІЙНОГО ОБЛІКУ ПРИРОДНОГО ГАЗУ

2.1 Основні вимоги до системи автоматизації

Загальні технічні вимоги до комерційних вузлів обліку газу [5].

Комерційний вузол обліку газу повинен являти собою єдиний комплекс засобів вимірювальної техніки та допоміжного обладнання, призначений для безперервного вимірювання кількості газу, що проходить через нього. Як правило, встановлення вузла обліку здійснюється перед регулювальним обладнанням.

Кількість вимірювальних ділянок і систем визначається залежно від типу, кількості газоспоживчого обладнання та режимів його експлуатації. Вимірювальні лінії та засоби вимірювальної техніки (ЗВТ) повинні розташовуватися так, щоб забезпечувався зручний доступ для монтажу, налагодження, технічного обслуговування, пломбування та проведення оглядів.

Параметри, необхідні для приведення об'єму газу до стандартних умов, мають вимірюватися реєструвальними приладами або електронними коректорами (обчислювачами) об'єму газу. Перевагу слід надавати автоматичним та автоматизованим засобам вимірювання. Під час проєктування вузлів обліку з максимальним споживанням понад 500 м³/год необхідно передбачати можливість їх інтеграції до єдиної автоматизованої системи контролю. Для цього доцільно застосовувати електронні коректори (обчислювачі) у комплекті з модемом, підключеним до телефонної мережі, або з GSM-модемом.

Комерційні вузли обліку газу, оснащені електронними коректорами чи реєструвальними приладами, які живляться від електромережі та можуть зазнавати перебоїв електроживлення, повинні бути обладнані джерелами безперебійного живлення. Такі джерела мають забезпечувати працездатність вимірювальної системи щонайменше протягом 10 годин у робочому режимі.

					ДП.АКІТ. 11148866.00.00.000 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Розміщення вузла обліку, як правило, передбачається в опалюваному приміщенні з температурою від 15 до 25°C. За наявності відповідного обґрунтування допускається встановлення в приміщеннях із розрахунковою температурою навколишнього повітря від 10 до 30 °C. Вузол повинен бути захищений від прямого сонячного випромінювання, атмосферних опадів та інших несприятливих зовнішніх впливів. Також необхідно виключити передачу на нього вібрацій від технологічного обладнання. Якщо розміщення здійснюється в умовах дії таких факторів, їх вплив на точність вимірювань слід обов'язково враховувати.

Під час проєктування вузлів обліку для об'єктів зі значними сезонними коливаннями споживання газу доцільно передбачати декілька комутованих вимірювальних ділянок або можливість оперативної заміни типорозміру лічильника (разом із прямими ділянками трубопроводу).

Вузол обліку має бути укомплектований заглушками (бліндами) для байпасної та основної ліній, оснащеними елементами для пломбування. Продувальні лінії слід передбачати після вузла вимірювання, а на їхніх свічах необхідно встановлювати заглушки з пристроями для пломбування.

Вимоги для засобів вимірювання тиску та їх монтажу [10-12].

Для вимірювання тиску газу рекомендується застосовувати перетворювачі абсолютного тиску, їх верхня межа робочого діапазону повинна задовольняти умові:

$$P_{\max} > (1,05 \dots 1,15) \times P_{\text{роб}}$$

Засоби вимірювання тиску мають підключатися до лічильника або вузла обліку відповідно до вимог експлуатаційної документації на лічильник. При підключенні перед лічильником газу відстань повинна становити не менше 1DN для роторних та не менше 5DN для турбінних лічильників.

Вісь отвору для відбору тиску повинна бути перпендикулярною до осі трубопроводу. В горизонтальному трубопроводі отвір слід розміщувати у верхній частині перерізу з відхиленням $\pm 45^\circ$; у вертикальному трубопроводі допускається розташування з будь-якої сторони. Діаметр отвору повинен

					ДП.АКІТ. 11148866.00.00.000 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

становити від 6 до 13 мм, мати круглий переріз однакового діаметра по всій глибині свердління та бути без задирів і заусениць з внутрішньої сторони трубопроводу.

Підключення до вузла або лічильника здійснюється трубками з внутрішнім діаметром 6–10 мм залежно від довжини та можливості накопичення конденсату. Матеріал трубок повинен бути стійким до газу, води та конденсату. Трубки слід прокладати найкоротшим шляхом із нахилом не менше 1:12 у напрямку вузла.

Засоби вимірювання тиску повинні розташовуватися так, щоб забезпечувався зручний зчитування показів: не вище 1 метра від точки відбору тиску та не вище 2 метрів від рівня підлоги. Для запобігання випадковому пошкодженню датчиків не допускається їх виступання на проходи. Забороняється прокладати трубки так, щоб утворювалися застійні зони, особливо в місцях, де температура може знижуватися нижче 0°C.

Від'єднання засобу вимірювання тиску від вузла обліку здійснюється за допомогою рівнопрохідного крану.

Підключення засобу вимірювання тиску до трубопроводу має забезпечувати можливість перевірки та контролю перетворювача тиску на місці установки за допомогою робочого еталону. Відвід для підключення робочого еталону повинен мати зовнішню різьбу M20×1,5–20.

Для зручності рекомендується застосовувати трьохходовий кран. Встановлення двох окремих кранів для контролю «нуля» засобу вимірювання тиску не допускається.

Вимоги для засобів вимірювання атмосферного тиску [8-10].

Якщо у вузлі застосовується засіб вимірювання надлишкового тиску, обов'язково передбачається засіб вимірювання атмосферного тиску, його вимірювання слід проводити у безпосередній близькості від вузла. У разі відхилення від цього правила необхідно враховувати похибку, що виникає через зміщення місця вимірювання, або вводити відповідну поправку до результатів вимірювань атмосферного тиску.

					ДП.АКІТ. 11148866.00.00.000 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Допускається використання даних гідрометеоцентру, при цьому слід враховувати похибку, яка виникає при заміні фактичних значень атмосферного тиску на постійне значення.

Технічні вимоги для обчислювачів об'єму газу та обчислювачів-коректорів.

Обчислювачі об'єму газу та обчислювачі коректорів (далі – обчислювачі) повинні мати не менше ніж вісім індикаторів із знакомісцями.

Індикатори обчислювачів відображають:

- поточні значення температури та тиску газу;
- коефіцієнт стиснення газу;
- об'єм витрати газу (для обчислювача-коректора);
- загальний об'єм та витрату газу.

Конструктивне виконання обчислювачів має передбачати можливість передачі інформації про параметри природного газу та результати обчислення його об'єму на реєструвальні пристрої або до комп'ютерних систем.

Обчислювачі, оснащені автономними джерелами живлення, повинні забезпечувати можливість їх заміни без порушення пломб або відбитків повірочних тавр. При цьому має гарантуватися збереження накопичених даних щодо результатів вимірювання об'єму природного газу під час виконання такої заміни.

Технічні вимоги для програмного забезпечення обчислювачів [21].

Програмне забезпечення обчислювачів повинно забезпечувати ведення основної та додаткової бази даних обліку газу для аварійних ситуацій, друкування звітів, автоматичний перехід на «літній» та «зимовий» час, а також самотестування обчислювачів.

Обчислювачі повинні забезпечувати виявлення аварійних ситуацій, що виникають під час експлуатації засобів вимірювальної техніки. До таких ситуацій належать випадки виходу поточних або розрахункових значень вимірюваних параметрів за встановлені межі, перевищення допустимих діапазонів вихідних сигналів перетворювачів, а також відсутність

					ДП.АКІТ. 11148866.00.00.000 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

електроживлення, необхідного для нормального функціонування вимірювального комплексу.

Тривалість циклу вимірювання та обчислення об'єму природного газу не повинна перевищувати 1,5 с при використанні методу змінного перепаду тиску для одного трубопроводу, 5 с для обчислювачів-коректорів із зовнішнім джерелом живлення та 30 с для пристроїв з автономним живленням.

У разі виникнення аварійної ситуації формування записів у базах даних обліку газу повинно здійснюватися автоматично з використанням останніх достовірних вимірних значень, отриманих до початку перерви. Якщо сумарна тривалість усіх перерв протягом доби не перевищує 60 с, інформація заноситься до основної бази даних; у випадку перевищення цього часу - до окремої бази даних для аварійних ситуацій. При заміні поточних значень вимірюваних величин на фіксовані значення, наприклад під час перевірки технічного стану вузлів обліку, допускається накопичення результатів у основній базі даних. У всіх зазначених випадках результати вимірювання об'єму газу можуть бути збережені в основній базі даних.

Обчислювачі повинні забезпечувати накопичення та зберігання результатів вимірювань і розрахунків, зокрема:

- погодинних значень об'єму газу, об'єму за робочих умов (для коректорів), перепаду тиску, температури та тиску протягом не менше 45 діб;
- добових значень зазначених параметрів протягом не менше 125 діб.

Крім того, обчислювачі повинні фіксувати та зберігати інформацію про аварійні ситуації з зазначенням часу їх початку та завершення протягом не менше 45 діб. Також має забезпечуватися реєстрація всіх випадків втручання в роботу обчислювача, зокрема змін конфігурації, калібрування вимірювальних перетворювачів, а також часу внесення та значень умовно постійних параметрів газу. З метою розширення функціональних можливостей допускається використання кодованого представлення аварійних ситуацій із подальшим розшифруванням відповідних кодів у експлуатаційній документації.

Вимоги до навколишнього середовища.

					ДП.АКІТ. 11148866.00.00.000 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Елементи контролера ROC407 розміщені в корпусі, що відповідає вимогам NEMA-4 (IP66), що забезпечує необхідний рівень захисту та дозволяє пристрою стабільно працювати за різних погодних умов. Контролери ROC407 нормально функціонують у широкому температурному діапазоні, проте за екстремальних кліматичних умов може знадобитися застосування додаткових заходів для підтримки робочої температури.

Контролер ROC407 атестований для експлуатації в умовах небезпечних зон класу 1, розділу 2 та груп А, В, С і D [22]. Тлумачення цих термінів полягає у визначенні природи небезпечних домішок у навколишньому середовищі, причому клас 1 відповідає атмосферам, у яких присутні займисті гази або пари у кількостях, які достатні для утворення вибухонебезпечної суміші.

Розділ визначає ймовірність появи небезпечних домішок у концентраціях, що становлять загрозу; Розділ 2 передбачає, що такі домішки можуть з'являтися в займистих концентраціях лише в аварійних ситуаціях. Група визначає тип небезпечного газу або пари в атмосфері: Група А - ацетилен; Група В - водень або гази/пари еквівалентної небезпеки; Група С - етилен або гази/пари еквівалентної небезпеки; Група D - пропан або гази/пари еквівалентної небезпеки.

При встановленні контролера ROC407 у небезпечній зоні слід перевірити, чи всі компоненти, що використовуються, дозволені для експлуатації в таких умовах. Монтаж та технічне обслуговування контролера допускається здійснювати лише за відсутності небезпечних домішок у навколишній атмосфері.

Вимоги до місця розташування.

Ретельний вибір місця розташування контролера ROC407 забезпечує його стабільне функціонування та полегшує обслуговування. При виборі місця необхідно дотримуватися настанов виробника, а також враховувати місцеві та державні норми, які можуть обмежувати розташування контролерів, наприклад у зоні близькості до трубопроводів, фланців або класифікованих небезпечних зон. Контролер слід розмішувати так, щоб мінімізувати довжину сигнальних і

					ДП.АКІТ. 11148866.00.00.000 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

живильних проводів, при цьому лінії електроживлення не повинні перетинатися з сигнальними.

У разі використання сонячних батарей їхні поверхні рекомендується орієнтувати на сонячний Південь, забезпечивши відсутність перешкод для сонячного світла в період з 9:00 до 16:00. Контролери з радіоустаткуванням слід розташовувати так, щоб радіосигнали могли вільно досягати антени, бажано у найвищій точці місцевості, не спрямовуючи антену на будівлі, сховища або інші високі споруди, і забезпечивши достатній простір для її установки. Для мінімізації радіоперешкод контролери варто встановлювати подалі від джерел електричних шумів, таких як двигуни та трансформатори.

ROC407 слід розташовувати на безпечній відстані від трас із інтенсивним рухом, щоб зменшити ризик механічних ушкоджень, при цьому забезпечивши легкий доступ до приладу для проведення технічного огляду та обслуговування.

Вимоги до джерел живлення.

Як первинне джерело живлення для контролера ROC407 можна використовувати мережне електроживлення або ж сонячні батареї. У разі підключення до електромережі кабелі слід прокладати поза межами небезпечних зон та подалі від чутливого керуючого й радіоустаткування, при цьому необхідно суворо дотримуватися вимог місцевих і національних нормативів щодо підключення електроживлення.

Використання сонячних батарей дозволяє встановлювати ROC407 у місцях без доступу до електромережі. Основними елементами такої установки є сонячні панелі та акумуляторні батареї, які повинні мати відповідні характеристики для забезпечення безперебійного живлення в конкретному місці розташування контролера. Для правильного вибору панелей і акумуляторів слід враховувати географічне положення та умови експлуатації ROC407. У деяких випадках може знадобитися додаткове живлення для радіоустаткування, репітерів та інших керуючих пристроїв. Фірма Fisher пропонує різні типи джерел живлення та перетворювачів, що дозволяють

					ДП.АКІТ. 11148866.00.00.000 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

мінімізувати кількість окремих джерел живлення при установці.

Загальні вимоги до монтажу вузла обліку газу.

Монтаж вузла обліку газу слід виконувати відповідно до А6013 «Автономні контролери витарт моделі ROC407 FLOB0SS. Інструкція користувача», паспортів на прилади та інших діючих нормативних документів.

Багатопараметричні перетворювачі MVS205P підключаються до вимірювального трубопроводу з діафрагмою через п'ятиходові блоки імпульсними трубками, які забезпечують ухил не менше 1:10 у бік замірного вузла, з нових сталевих безшовних труб діаметром 14×2 мм. Шафу з контролером, блоком живлення та акумулятором SP12-18 слід встановити в операторській, яка є вибухобезпечною зоною. Вихідні сигнали від перетворювачів температури підводяться до багатопараметричних перетворювачів по електричних кабелях, а кабелі до плат контролера через сальникові входи на корпусі.

Для забезпечення вибухозахищеності електромонтаж вузла та приладів проводиться строго за схемою зовнішніх з'єднань, корпуси обчислювача і датчиків заземлюються, причому імпеданс між клемою заземлення та електродом не повинен перевищувати 25 Ом, а опір заземлюючого проводу - 1 Ом. Після монтажу кришку контролера та перетворювачів опломбовують, кабельні вводи ретельно ущільнюють комплектними ущільнюючими деталями, а отвори для проходу труб через стіни вибухонебезпечних приміщень щільно закладають негорючими матеріалами.

Звіти обчислювачів коректорів повинні включати дату складання звіту (число, місяць, рік) та послідовну нумерацію днів місяця. У звітах фіксуються середньодобові значення температури газу в °С, абсолютного тиску газу в МПа (кгс/см²), перепаду тиску в кПа (кгс/м²), об'єм газу за кожну добу та сумарний об'єм за місяць у м³ або тис. м³. Для обчислювача коректора додатково зазначаються об'єм газу за робочих умов за кожну добу та сумарний об'єм за місяць, а також сумарний об'єм газу, розрахований під час аварійних ситуацій, покази лічильника на кінець періоду та тривалість аварійних ситуацій за місяць.

					ДП.АКІТ. 11148866.00.00.000 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Звіти також повинні містити сумарну тривалість ситуацій, а для обчислювача коректора - об'єм газу за робочих умов під час аварійних ситуацій та повідомлення про дати втручань у роботу обчислювача.

2.2 Побудова структурної схеми автоматизованої системи обліку природного газу

Розроблена структурна схема автоматизованої вимірювальної інформаційної системи (ABIC) обліку природного газу (рисунок 2.1) відображає багаторівневу організацію збору, обробки, передачі та зберігання інформації, що забезпечує високу точність вимірювань, надійність функціонування та можливість подальшого розширення системи [21].

В основу побудови системи покладено ієрархічний принцип, відповідно до якого всі елементи згруповані за функціональними рівнями: рівень вимірювання, рівень обробки даних, рівень збору та передачі інформації, рівень оператора та серверний рівень.

На рівні вимірювання здійснюється первинне перетворення фізичних параметрів потоку природного газу. До складу цього рівня входять датчики тиску, температури та витрати. Вони забезпечують безперервне вимірювання параметрів газу в робочих умовах експлуатації трубопроводу. Отримані сигнали є аналоговими або цифровими і передаються на наступний рівень системи. Від точності та стабільності роботи цих давачів залежить достовірність подальших обчислень.

Наступним є рівень обробки даних, представлений коректором об'єму газу. На цьому етапі виконується обчислення об'єму природного газу, приведенного до стандартних умов відповідно до діючих нормативних документів. Коректор використовує значення тиску, температури та витрати, отримані від датчиків, а також закладені алгоритми перерахунку. Окрім цього, здійснюється сумування об'ємів газу за різні інтервали часу (година, доба,

					ДП.АКІТ. 11148866.00.00.000 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

місяць), що є необхідним для комерційного обліку. Оброблені дані передаються до контролера.

Рівень збору та передачі інформації реалізований на базі програмованого логічного контролера (ПЛК). Контролер виконує функції централізованого збору даних, їх попереднього аналізу, контролю технологічних параметрів та формування сигналів для передачі. Для забезпечення високої надійності система передбачає наявність двох каналів зв'язку: основного та резервного. У випадку відмови основного каналу передача даних автоматично здійснюється через резервний канал, що суттєво підвищує відмовостійкість системи.

Передача інформації здійснюється через модуль зв'язку з використанням сучасних мережевих протоколів на сервер збору даних. Це забезпечує оперативність отримання інформації та можливість її використання для централізованого контролю.

На рівні оператора реалізується взаємодія людини з системою. Автоматизоване робоче місце (АРМ) оператора забезпечує відображення інформації у зручній формі у вигляді таблиць, графіків та трендів. Це дозволяє оперативно оцінювати стан системи, аналізувати динаміку зміни параметрів та приймати відповідні рішення. Крім того, оператор отримує сигнали тривоги у випадку виникнення аварійних ситуацій або втрат газу.

Серверний рівень призначений для довготривалого зберігання, обробки та аналізу інформації. Сервер збору даних приймає інформацію від контролера, після чого вона записується до бази даних та архіву. Архівування забезпечує збереження інформації протягом часу, необхідного для проведення комерційних розрахунків і аналізу режимів газоспоживання. На цьому ж рівні реалізуються функції аналітики та формування звітності.

Окремо в структурі системи виділено підсистему контролю та сигналізації, яка виконує функції виявлення втрат природного газу та інших відхилень від нормального режиму роботи. У разі виявлення аномалій формується сигнал тривоги, який передається на АРМ оператора для оперативного реагування.

					ДП.АКІТ. 11148866.00.00.000 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

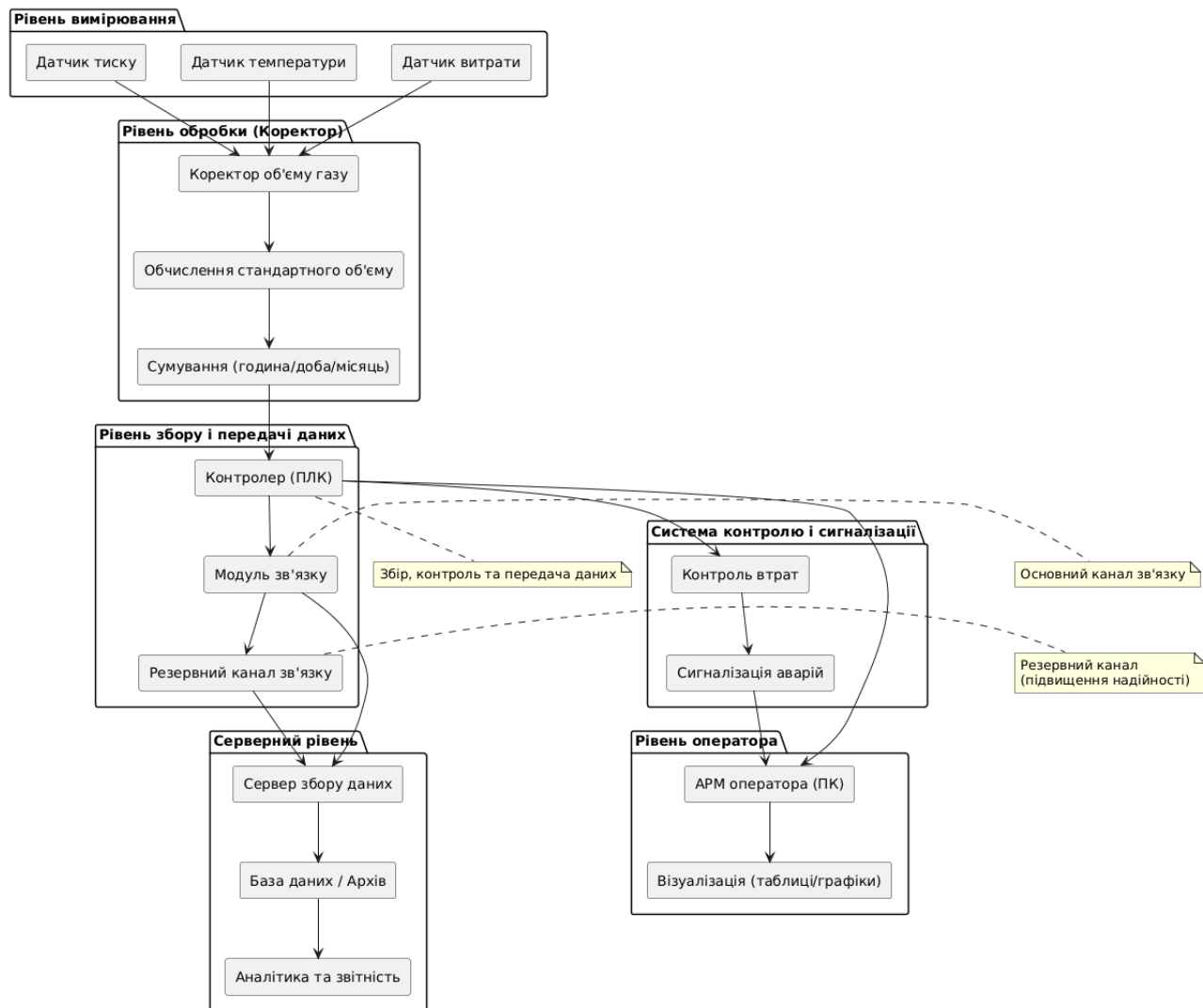


Рисунок 2.1 – Структурна схема автоматизованої системи обліку природного газу

Запропонована структура системи забезпечує:

- високу точність вимірювань за рахунок використання сучасних методів обробки даних;
- надійність функціонування завдяки резервуванню каналів зв'язку;
- можливість масштабування шляхом підключення додаткових вимірювальних модулів;
- ефективний контроль та аналіз параметрів газоспоживання.

Таким чином, розроблена автоматизована система обліку природного газу відповідає сучасним вимогам до інформаційно-вимірювальних систем,

забезпечує достовірний облік енергоресурсів і створює основу для підвищення ефективності їх використання.

2.3 Методи вимірювання витрати

Вимірювання витрати рідких і газоподібних середовищ є однією з ключових задач у системах контролю та обліку енергоресурсів [18-20]. Витрата характеризує кількість речовини, що проходить через поперечний переріз трубопроводу за одиницю часу, і може визначатися як в об'ємних ($\text{м}^3/\text{с}$, $\text{м}^3/\text{год}$), так і в масових ($\text{кг}/\text{с}$, $\text{т}/\text{год}$) одиницях. Вибір методу вимірювання витрати залежить від фізико-хімічних властивостей середовища, умов експлуатації, необхідної точності та економічних вимог.

Сучасні методи вимірювання витрати базуються на різних фізичних принципах і можуть бути класифіковані за характером взаємодії вимірювального пристрою з потоком.

Метод змінного перепаду тиску.

Один із найпоширеніших методів вимірювання витрати ґрунтується на створенні локального звуження потоку за допомогою первинного перетворювача (діафрагми, сопла або труби Вентурі). У зоні звуження відбувається зростання швидкості потоку та відповідне зниження статичного тиску. Різниця тисків до і після звужуючого пристрою є функцією витрати та визначається відповідно до рівняння Бернуллі.

Цей метод широко застосовується у газовій промисловості завдяки простоті реалізації, надійності та наявності нормативної бази (зокрема стандарту ДСТУ EN ISO 5167). Водночас його недоліками є значні втрати тиску та необхідність дотримання вимог до довжин прямих ділянок трубопроводу.

					ДП.АКІТ. 11148866.00.00.000 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

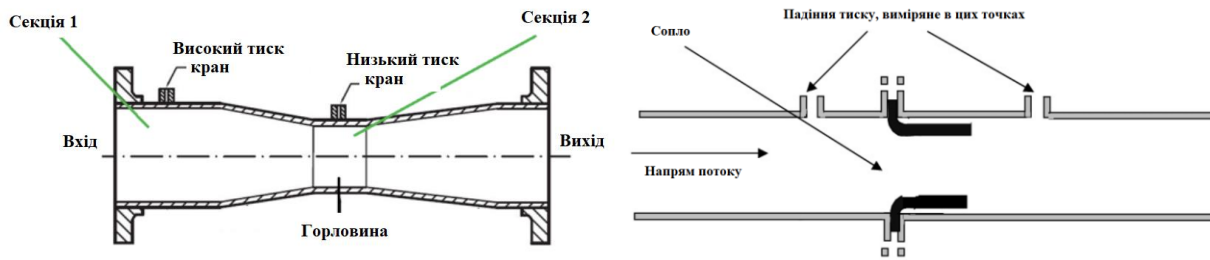


Рисунок 2.2 – Демонстрація методу змінного перепаду тиску

Турбінний метод.

Турбінні витратоміри працюють за принципом перетворення кінетичної енергії потоку в механічне обертання ротора. Частота обертання турбіни пропорційна швидкості потоку, а отже - і витраті середовища. Отриманий сигнал перетворюється у цифрову форму для подальшої обробки.

Перевагами методу є висока точність і швидкодія, що робить його придатним для комерційного обліку природного газу (згідно з ДСТУ EN 12261). Основними недоліками є чутливість до забруднень та зношування рухомих частин.

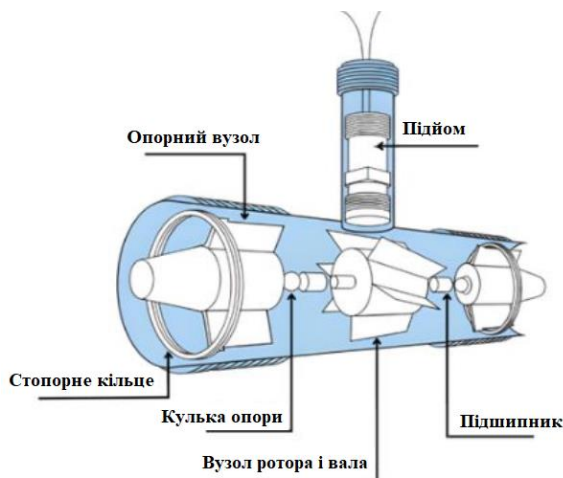


Рисунок 2.3 – Демонстрація турбінного методу

Ультразвуковий метод

Ультразвукові витратоміри базуються на вимірюванні часу проходження ультразвукових сигналів уздовж і проти напрямку потоку (метод transit-time) або на ефекті Доплера. Різниця часу поширення сигналів дозволяє визначити середню швидкість потоку і, відповідно, витрату.

					ДП.АКІТ. 11148866.00.00.000 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Даний метод характеризується відсутністю рухомих частин, мінімальними гідравлічними втратами та високою точністю. Завдяки цьому ультразвукові витратоміри широко застосовуються у магістральних газопроводах та сучасних автоматизованих системах обліку.

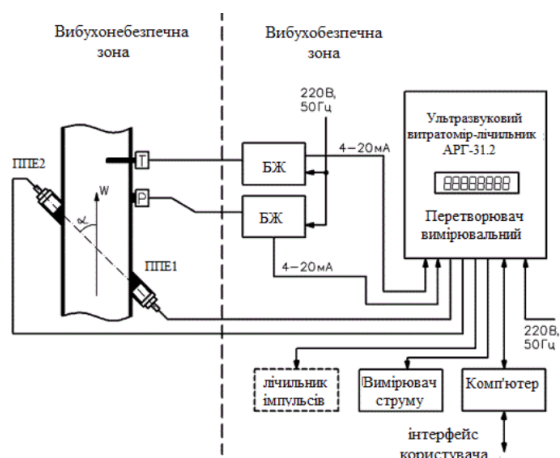


Рисунок 2.4 – Демонстрація ультразвукового методу

Масовий (коріолісовий) метод.

Коріолісові витратоміри реалізують вимірювання масової витрати на основі ефекту Коріоліса, який виникає у віброуючих трубках при проходженні через них потоку середовища. Зміна фазового зсуву коливань трубок є пропорційною масовій витраті.

Перевагою методу є можливість прямого вимірювання масової витрати та одночасного визначення густини середовища. Це забезпечує високу точність і універсальність, проте обмежує застосування через високу вартість та складність конструкції.

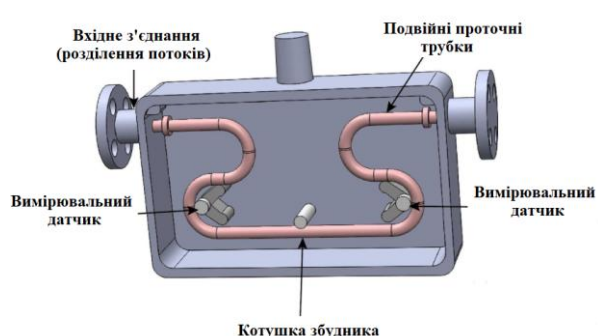


Рисунок 2.5 – Демонстрація коріолісового методу

Вихровий метод.

					ДП.АКІТ. 11148866.00.00.000 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Вихрові (вортексні) витратоміри працюють на основі ефекту утворення періодичних вихорів Кармана за перешкодою, встановленою у потоці. Частота утворення вихорів пропорційна швидкості потоку і використовується для визначення витрати.

Метод відзначається стабільністю характеристик і відносною нечутливістю до змін фізичних властивостей середовища. Водночас він має обмеження при вимірюванні малих витрат і потребує певного рівня турбулентності потоку.

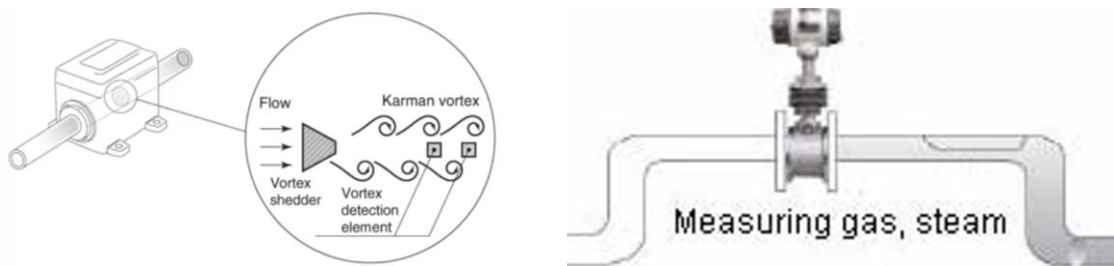


Рисунок 2.6 – Демонстрація вихрового методу

Електромагнітний метод.

Електромагнітні витратоміри застосовуються переважно для вимірювання витрати електропровідних рідин і базуються на законі електромагнітної індукції Фарадея. При русі провідної рідини в магнітному полі виникає електрорушійна сила, величина якої пропорційна швидкості потоку.

Перевагами методу є відсутність гідравлічних втрат і висока точність, однак його застосування обмежене неможливістю роботи з газами та непровідними рідинами.

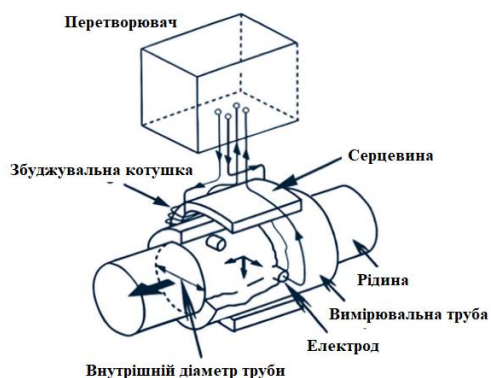


Рисунок 2.7 – Демонстрація електромагнітного методу

					ДП.АКІТ. 11148866.00.00.000 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Таким чином, сучасні методи вимірювання витрати охоплюють широкий спектр фізичних принципів, що дозволяє обирати оптимальний тип витратоміра залежно від умов експлуатації. У газовій галузі найбільшого поширення набули методи змінного перепаду тиску, турбінні та ультразвукові методи, які забезпечують необхідну точність і надійність при комерційному обліку природного газу. Перспективним напрямом розвитку є впровадження інтелектуальних витратомірів із цифровою обробкою сигналів та інтеграцією у автоматизовані інформаційно-вимірювальні системи.

2.4 Розрахунок параметрів отвору вимірювальної діафрагми

Найбільше поширення серед витратомірів змінного перепаду тиску отримали прилади зі звужуючим пристроєм. Їхня робота базується на залежності витрати від перепаду тиску, що виникає на звужуючому елементі через перетворення частини потенційної енергії потоку в кінетичну.

Популярність таких витратомірів зумовлена кількома перевагами. Вони універсальні, придатні для вимірювання витрати будь-яких однофазних і частково двофазних середовищ при різних тисках і температурах. Також вони зручні для масового виробництва, оскільки індивідуально виготовляються лише звужуючі пристрої, тоді як дифманометр і вторинні прилади можуть бути серійними. Крім того, відпадає потреба у зразкових установках для градування, оскільки градувальна характеристика стандартних звужуючих пристроїв визначається розрахунково.

Метод вимірювання витрати речовини заснований на тому, що потік у трубопроводі є нерозривним, і при проходженні через звужуючий пристрій його швидкість збільшується. Це призводить до часткового переходу потенційної енергії тиску в кінетичну енергію швидкості, через що статичний тиск перед звуженням перевищує тиск за ним. Відповідний перепад тиску залежить від витрати речовини і використовується як міра цієї витрати.

До стандартних звужуючих пристроїв належать діафрагми, сопла та

					ДП.АКІТ. 11148866.00.00.000 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

труби Вентурі, які відповідають встановленим правилам і застосовуються разом зі стандартним дифманометром без індивідуального градуювання. При вимірюванні витрати газів і рідин допускається використання кутового та фланцевого способів відбору перепаду тиску.

Кутовий спосіб полягає у відборі статичних тисків через отвори або кільцеві камери, що забезпечують вирівнювання тиску по перерізу труби, особливо при наявності місцевих збурень потоку. Кільцеві камери можуть бути розташовані в самому звужуючому пристрої, у фланцях або в проміжній деталі, а при малих тисках і великих діаметрах трубопроводу - у вигляді порожнини трубки, зігнутої навколо труби.

Фланцевий спосіб відбору передбачає використання окремих циліндричних отворів на однаковій відстані від діафрагми, причому осі отворів до і після звуження можуть перебувати в різних меридіональних площинах. На одному звужуючому пристрої можна підключати два або більше дифманометрів із різними шкалами для паралельних вимірювань.

При установці звужуючого пристрою слід дотримуватися певних умов, які значно впливають на точність вимірювань. При виборі типу звужуючого пристрою варто враховувати наступне: втрата тиску збільшується в такій послідовності: труба Вентурі, довге сопло Вентурі, коротке сопло Вентурі, сопло, діафрагма. При однакових значеннях масової витрати та тиску сопло дозволяє вимірювати більшу витрату та забезпечує вищу точність, ніж діафрагма, особливо при малих витратах. Зміни або забруднення вхідного профілю звужуючого пристрою під час експлуатації сильніше впливають на коефіцієнт витрати діафрагми, ніж сопла. За вартістю, простотою виготовлення та монтажу найвигіднішими є діафрагми.

На рисунку 2.8 зображено зовнішній вигляд діафрагми в розрізі. Вище осі показано вимір перепаду тиску через кільцеві камери, а нижче осі - через окремі отвори.

					ДП.АКІТ. 11148866.00.00.000 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

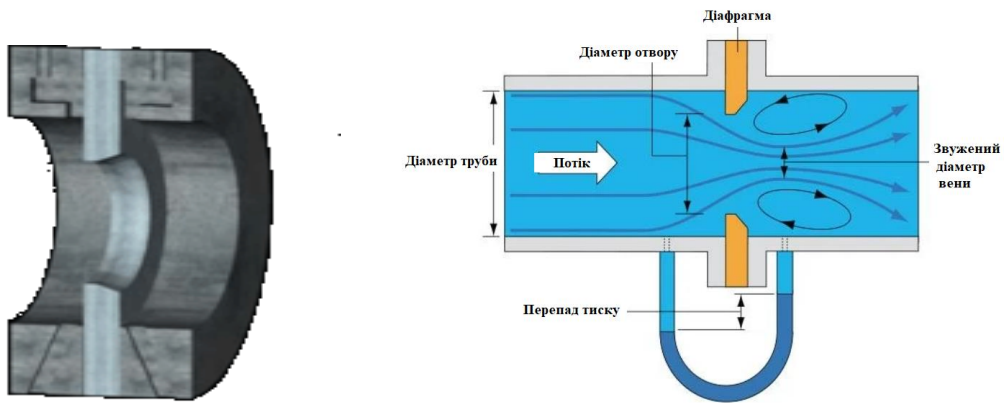


Рисунок 2.8 - Зовнішній вигляд діафрагми

Для запобігання утворенню відкладень на поверхні діафрагм застосовують сегментні та ексцентричні конструкції. Сегментна діафрагма являє собою кільце, в яке вмонтовано диск із вирізом у нижній частині у вигляді сегмента або сектора, і встановлюється між фланцями трубопроводу. При цьому кромка отвору з боку потоку повинна бути загостреною.

Отвори в сегментних і ексцентричних діафрагмах розміщуються у нижній частині поперечного перерізу трубопроводу, тоді як точки підключення імпульсних ліній розташовуються у верхній частині труби, поза зоною отвору. Такі конструкції доцільно застосовувати при вимірюванні витрати рідин, з яких можуть виділятися гази; у цьому випадку отвори для відведення газу виконуються у верхній частині.

Сегментні діафрагми використовуються в трубопроводах діаметром від 50 до 1000 мм, забезпечуючи мінімальне число Рейнольдса в межах 5000–40000 при відношенні діаметрів m від 0,1 до 0,5. У разі вимірювання малих витрат перепад тиску на діафрагмі може бути недостатнім для отримання точних результатів. У таких випадках застосовується схема з двома діафрагмами різного діаметра з відбором перепаду тиску до першої та після другої.

На рисунку 2.9 показано зовнішній вигляд сопла з відбором статичних тисків: зверху через кільцеві камери, знизу - через окремі отвори. Сопла для вимірювання витрати газу встановлюють на трубопроводах діаметром від 50 мм і більше, а для вимірювання витрати рідини від 30 мм і більше.

					ДП.АКІТ. 11148866.00.00.000 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

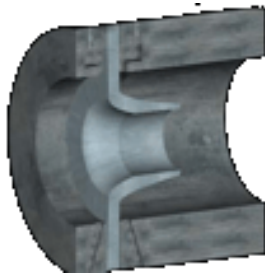


Рисунок 2.9 - Зовнішній вигляд сопла.

Відносна площа звужуючого пристрою повинна перебувати в межах $0,05 < m < 0,64$, а діаметр отвору сопла має бути більше 15 мм.

Сопло Вентурі застосовується на трубопроводах із діаметром у межах від 65 до 500 мм. При цьому відносна площа звужувального елемента повинна знаходитися в інтервалі $0,05 < m < 0,60$, а діаметр отвору повинен перевищувати 15 мм. Конструктивно воно включає профільовану вхідну частину, циліндричну ділянку (горловину) та вихідний конус, причому перехід від циліндричної частини до конічної здійснюється без радіусного заокруглення.

Розрізняють довгі та короткі сопла Вентурі: у першому випадку максимальний діаметр вихідного конуса відповідає діаметру трубопроводу, тоді як у другому - є меншим за нього. Вимірювання перепаду тиску здійснюється за допомогою кільцевих камер, причому задня (мінусова) камера сполучається з циліндричною частиною сопла через систему радіальних отворів.

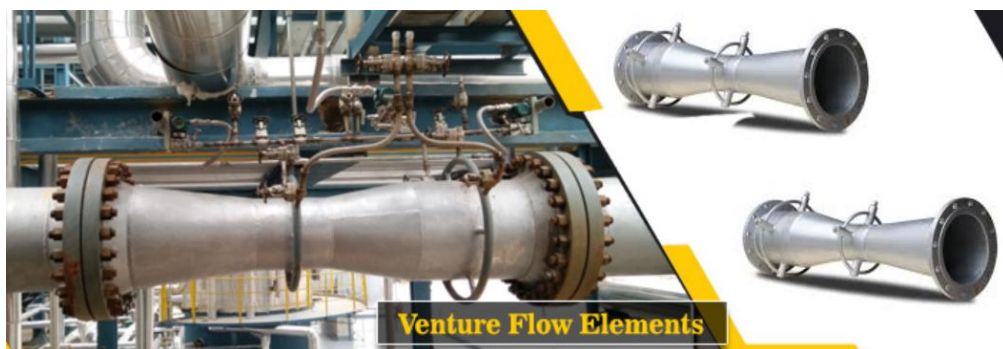


Рисунок 2.10 - Зовнішній вигляд труби Вентурі

					ДП.АКІТ. 11148866.00.00.000 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Трубу Вентурі застосовують на трубопроводах діаметром 50-1400 мм, при цьому відносна площа звужуючого пристрою повинна знаходитись у межах $0,10 < m < 0,60$. Вона складається з вхідного патрубку, вхідного конуса, горловини та дифузора. У вхідному конусі та горловині передбачені кільцеві усереднюючі камери, які з'єднані з внутрішніми порожнинами цих елементів через кілька отворів; за наявності твердих частинок у вимірюваному середовищі такі отвори очищають спеціальними пристроями. У нижній частині кільцевих камер встановлюють коркові крани для зливу рідини. Трубу Вентурі класифікують як довгу у випадку, коли максимальний діаметр її вихідного конуса збігається з діаметром трубопроводу. Якщо ж цей діаметр є меншим за діаметр трубопроводу, така труба Вентурі відноситься до короткого типу.

Використання двох звужуючих пристроїв можливе як при паралельному, так і при послідовному їх встановленні, однак обидва варіанти мають суттєві недоліки: паралельна схема потребує значної довжини розгалуження трубопроводу для забезпечення необхідних прямих ділянок, тоді як послідовна установка супроводжується додатковими втратами тиску та потребує додаткової ділянки між пристроями. У разі застосування двох звужуючих пристроїв слід передбачити перемикання дифманометра, бажано автоматичне, з одного пристрою на інший залежно від величини витрати.

Якщо застосовуються два дифманометри з одним звужуючим пристроєм, то граничний перепад тиску одного з них приймають рівним 0,09 від граничного перепаду іншого. У такій схемі перший дифманометр забезпечує вимірювання витрати в діапазоні від 9 до 30% від $Q_{\max}$, а другий - у межах від 30 до 100% від $Q_{\max}$. Підключення дифманометрів до звужуючого пристрою може здійснюватися двома способами: почергово залежно від величини витрати або за схемою, коли дифманометр з більшим граничним перепадом працює постійно, а другий підключається при зменшенні витрати до 30% від максимального значення. Обидва варіанти можуть бути реалізовані з використанням автоматичного перемикання.

Іноді для вимірювання витрати, коли висока точність не є обов'язковою,

					ДП.АКІТ. 11148866.00.00.000 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

застосування стандартних промислових витратомірів є технічно або економічно недоцільним. У таких випадках для оцінки витрати використовують перепад тиску, що виникає під час протікання рідини або газу через місцеві опори трубопроводу чи спеціальні парціальні пристрої.

Найбільш дослідженими місцевими опорами є відцентрові перетворювачі витрати - закруглені ділянки трубопроводу, наприклад коліна, які створюють перепад тиску між зовнішнім і внутрішнім радіусами вигину під дією відцентрових сил потоку. Поєднання такого перетворювача з диференціальним манометром, що фіксує перепад тиску, утворює відцентровий витратомір, перевага якого полягає у відсутності потреби встановлювати додаткові пристрої всередині трубопроводу. Як місцевий опір для вимірювання витрати також може застосовуватися конічний перехід (конфузор), який фактично виконує роль вхідної частини труби Вентурі.

Парціальні витратоміри - це прилади, що вимірюють лише певну частину витрати основного потоку; вимірювальний елемент у цьому випадку розміщують у відгалуженні (шунті) головного трубопроводу, де рух середовища забезпечується перепадом тиску, створеним звужувальним пристроєм або місцевим опором у основній лінії.

У таких системах можуть використовуватися витратоміри змінного перепаду тиску, обтікання або електромагнітні прилади. Для коректності вимірювання співвідношення між витратою в основному трубопроводі та у шунті має залишатися сталим у всьому діапазоні, хоча в окремих конструкціях, зокрема з ротаметром у шунті, допускається його зміна, що потребує застосування нелінійної градуовальної шкали.

					ДП.АКІТ. 11148866.00.00.000 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

3. ВИБІР ЗАСОБІВ ОБЛІКУ ТА РОЗРОБЛЕННЯ АЛГОРИТМУ РОБОТИ СИСТЕМИ

3.1 Обґрунтування вибору засобів обліку

Контроль та реєстрацію змін температури здійснює самописний прилад КСМ-3 з діапазоном вимірювання від -50 до $+50$ °C та класом точності 1,5.

Фіксація змін тиску виконується самописцем КСД-3, який працює в межах від 0 до 6 кг/см² і має клас точності 1,5.

Коригування витрати природного газу проводиться у такій послідовності:

1. Щоденно здійснюється обробка діаграм, отриманих із самописців. За допомогою планіметра визначають середньодобові значення температури та тиску.

2. Далі розраховують поправочний коефіцієнт, який забезпечує приведення фактичних значень температури та тиску до стандартних умов:

$$K = 0,38557 \frac{(P_{бар} + P_{газу})}{(273,15 + t_{газу}) \cdot z} \quad (3.1)$$

де $P_{бар}$ – барометричний тиск ; $P_{газу}$ – середньодобовий тиск газу ; $t_{газу}$ – середньодобова температура ; z – коефіцієнт стиснення .

Потім за допомогою коефіцієнта корекції роблять поправку до витрати яка була зареєстрована лічильником.

Формула (3.1) застосовується лише коли встановлений для обліку витрати лічильник .Для обліку газу встановлені два лічильники роторного типу G1600 ЛГ-К-200-Ех.

Основні технічні характеристики лічильника газу ЛГ-К-200-Ех такі: номінальна витрата приладу становить 1600 м³/год, максимальна - 2500 м³/год, а мінімальна може дорівнювати 80 або 130 м³/год залежно від виконання. Діапазон вимірювання складає 1:20 або 1:30. Поріг чутливості не перевищує 37,5 м³/год.

					ДП.АКІТ. 11148866.00.00.000 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Мінімальний робочий тиск газу повинен бути не меншим за 1,7 кПа (170 мм вод. ст.), а максимальний робочий тиск становить 0,63 МПа (кгс/см²).

Границі допустимої відносної похибки вимірювання становлять $\pm 2\%$ у діапазоні витрат від $Q_{\min}$ до Q_t та $\pm 1\%$ у межах від Q_t до $Q_{\max}$.

Лічильник оснащений відліковим пристроєм на 9 розрядів. Номінальний діаметр приєднання (DN) - 100 мм. Передбачено вихідний сигнал типу «сухий контакт» із частотою 1 імпульс/м³.

Прилад розрахований на експлуатацію за температури від -30 до $+60$ °C та відносній вологості повітря до 95 %.

Контролер ROC407 є мікропроцесорним пристроєм, призначеним для реалізації функцій вимірювання та комерційного обліку витрати газу, повітря, пари та інших середовищ [22].

Пристрій може встановлюватися безпосередньо на об'єкті, де необхідно здійснювати керування технологічним процесом і його моніторинг, а також інтегруватися до пункту керування.

Користувач має можливість налаштувати ROC407 для виконання конкретних прикладних задач, що передбачають проведення обчислень, керування контурами, реалізацію ПД-регулювання, а також виконання операцій у визначеній логічній послідовності. Зовнішній вигляд контролера наведено на рисунку 3.1.



Рисунок 3.1 - Зовнішній вигляд коректора Roc407

					ДП.АКІТ. 11148866.00.00.000 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Конструктивно контролер складається з двох друкованих плат, клавіатури та дисплея, розміщених у корпусі, який забезпечує надійну роботу пристрою за різних погодних умов. Одна з плат є платою процесора, інша платою введення/виведення.

Плата введення/виведення оснащена двома вбудованими каналами для приймання аналогових сигналів. За допомогою перемички один із каналів може бути переконфігурований для роботи з імпульсним сигналом. Імпульси можуть надходити як від пристрою з автономним живленням, так і від обладнання, що живиться безпосередньо від контролера.

Додатково контролер має чотири слоти для встановлення змінних модулів введення/виведення. Використання таких модулів забезпечує гнучке формування апаратної конфігурації ROC відповідно до конкретних умов експлуатації. Користувач може комбінувати модулі дискретних входів і виходів, аналогових входів і виходів, а також імпульсних входів у будь-якому необхідному поєднанні.

Вбудований рідкокристалічний дисплей разом із мембранною клавіатурою забезпечують можливість перегляду поточних даних та параметрів конфігурації безпосередньо за місцем встановлення контролера. На рисунку 1.4 наведено зовнішній вигляд контролера витрати ROC407.

Обмін даними між контролером ROC407 і центральним пунктом керування здійснюється за допомогою комунікаційної плати, встановленої всередині пристрою. Користувач може обрати плату з підтримкою послідовних інтерфейсів RS-232 або RS-485, а також варіанти для зв'язку через телефонну лінію, виділений канал чи радіоканал.

Усі елементи контролера розміщені в алюмінієвому корпусі, що забезпечує можливість його монтажу як на панелі, так і на вертикальній трубі.

Налаштування конфігурації ROC407 та встановлення прикладних програм користувача виконуються за допомогою програмного забезпечення GV101 (версії 1.6 або новішої). Це ПЗ інсталюється на персональний комп'ютер, який працює під керуванням операційної системи DOS.

					ДП.АКІТ. 11148866.00.00.000 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Послідовний порт для периферійних пристроїв призначений для підключення контролера ROC407 до багатопараметричного перетворювача MVS250P. Перетворювач MVS250P здійснює вимірювання температури, перепаду та абсолютного тиску, після чого передає отримані дані до контролера через послідовний інтерфейс для подальшого розрахунку витрати. Цей порт може бути налаштований для роботи в багатозадачному режимі, що дає змогу підключати до чотирьох таких перетворювачів одночасно.

Для підключення кожного з вбудованих аналогових входів на панелі передбачено по три клеми. Клема «Т» використовується для подачі живлення +24 В на зовнішні пристрої, які отримують живлення безпосередньо від ROC407. З метою захисту від короткого замикання в кожному каналі встановлено струмообмежувальний елемент, увімкнений послідовно з клемою «Т». Максимальний вихідний струм на кожній такій клемі становить 25 мА. Контролер ROC407 комплектується масштабуючими резисторами номіналом 250 Ом, змонтованими між клемами «+» та «-». Клема «+» призначена для підключення позитивного проводу вхідного сигналу, а клема «-» - негативного. Допустима напруга сигналу на цих клемах перебуває в межах від 1 до 5 В. Оскільки клема «-» заземлена з боку контролера, аналогові входи реалізовані за однопровідною схемою.

У разі підключення зовнішніх пристроїв зі струмовим виходом 4–20 мА масштабуючий резистор 250 Ом між клемами «+» та «-» залишають встановленим. Позитивний провід зовнішнього пристрою під'єднують до клеми «+Т» контролера ROC407, а негативний - до клеми «+».

Приклад підключення аналогового входу для струмового сигналу наведено на рисунку 3.2.

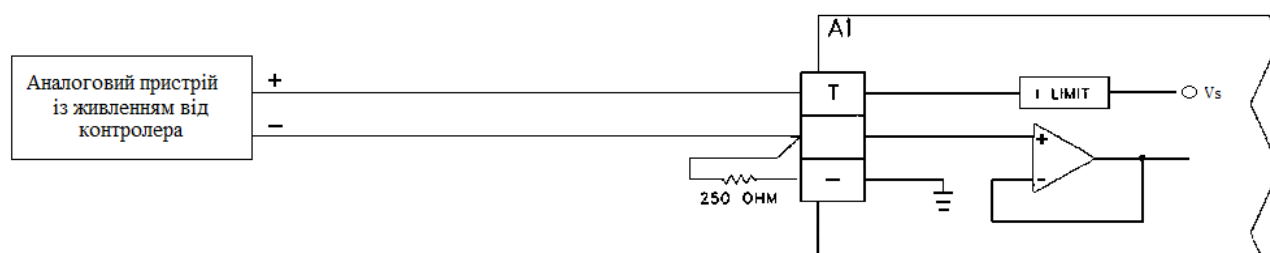


Рисунок 3.2 - Схема підключення струмового вхідного сигналу до вбудованого аналогового входу

					ДП.АКІТ. 11148866.00.00.000 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Саме за такою схемою буде виконано підключення обраного густиноміра NDG 08T.

Плата процесора забезпечує повноцінне функціонування контролера ROC407. На ній розміщено мікропроцесор NEC V25+, вбудовану статичну пам'ять, а також флеш-пам'ять, призначену для зберігання програмного забезпечення. Крім того, плата містить порт для підключення клавіатури, порт дисплея та інтерфейс для комунікаційної плати. До її складу також входять годинник реального часу, батарея резервного живлення, індикатор стану роботи пристрою та кнопка перезапуску.

Контролер ROC407 функціонує під керуванням мікропроцесора NEC V25+. Це високопродуктивний 16-розрядний процесор, який має дві внутрішні 16-розрядні шини даних та одну зовнішню 8-розрядну шину. Він підтримує адресацію пам'яті обсягом до 1 Мбайта та забезпечує високошвидкісний прямий доступ до пам'яті.

На платі процесора встановлено 512 Кбайт статичної оперативної пам'яті (SRAM), що використовується для зберігання векторів переривань, таблиць послідовності функцій (FST), інформаційних сторінок дисплея, даних про аварійні сигнали та події, користувацьких програм, а також архівної інформації.

Окрім цього, плата містить 512 Кбайт флеш-пам'яті, призначеної для збереження операційної системи, прикладних програм користувача та параметрів конфігурації. У складі флеш-пам'яті передбачено окремий захищений від запису сегмент обсягом 64 Кбайт, у якому розміщене ядро (завантажувальний блок) операційної системи.

Карта пам'яті контролера ROC407 організована таким чином, що кожен діапазон адрес, наприклад 00000–0FFFF, відповідає 64 Кбайт пам'яті. Роз'єм для підключення дворядкового рідкокристалічного дисплея розташований на зворотному боці плати процесора. Після встановлення дисплея його показання відображаються через оглядове вікно в дверцятах корпусу контролера. На рисунку 3.3 наведено зображення плати процесора та плати введення/виведення.

					ДП.АКІТ. 11148866.00.00.000 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

У контролері ROC407 можуть встановлюватися різні модулі зв'язку, зокрема плата для передавання даних через послідовний інтерфейс, модем, радіомодем або модем для роботи по виділеній лінії.

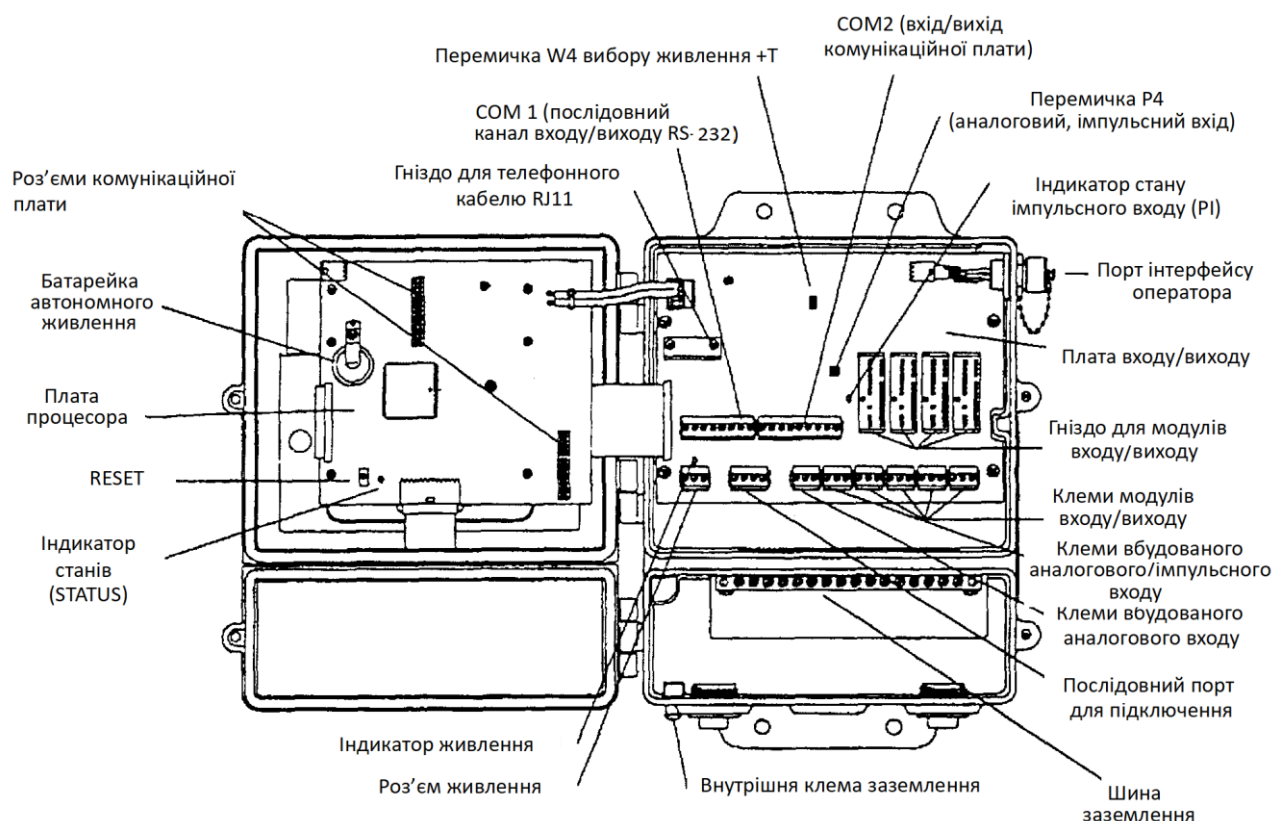


Рисунок 3.3 - Плата процесора та плата вводу/виходу

Безперервне живлення оперативної пам'яті та годинника реального часу забезпечується літєвою батареєю напругою 3,6 В. Вона розміщена на платі процесора та закріплена пружинним фіксатором. Конструкцією також передбачено місце для встановлення другої батареї, що дає змогу виконувати її заміну без відключення резервного живлення контролера ROC407.

Годинник реального часу формує та зберігає інформацію про поточний час, дату, місяць, рік і день тижня. У разі зникнення основного живлення мікросхема автоматично переходить на живлення від батареї.

Світлодіодний індикатор, розташований на платі процесора, відображає стан системи: постійне світіння свідчить про нормальну роботу, миготіння - про несправність плати процесора, а відсутність світіння означає відсутність живлення або вихід його параметрів за допустимі межі.

					ДП.АКІТ. 11148866.00.00.000 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Кнопка RESET призначена для перезапуску контролера із використанням завантажувального блоку, що зберігається у флеш-пам'яті. Такий перезапуск називають «холодним», на відміну від «гарячого», який виконується програмними засобами з оперативної пам'яті. Для здійснення холодного перезапуску необхідно натиснути кнопку RESET у момент подачі живлення. Натискання кнопки в інший час не впливає на роботу пристрою.

Плата введення/виведення контролера ROC407 включає ключові елементи, необхідні для роботи пристрою. Серед них - джерело живлення, що працює від постійної напруги 12–30 В, входи для контролю температури та напруги, роз'єми для вбудованих каналів введення/виведення, клемні блоки для підключення модулів, порт для зовнішнього модему, периферійний послідовний порт та порт послідовного інтерфейсу оператора.

Контролер ROC407 може працювати при вхідній напрузі від 11 до 30 В постійного струму. Світлодіодний індикатор живлення активується, коли вхідна напруга має правильну полярність, знаходиться в допустимих межах, а запобіжники (плавкий та автоматичний) увімкнені. Джерело живлення забезпечує напруги +5 В, -5 В і +8,5 В, а також +24 В, що генерується імпульсним перетворювачем для живлення передавача.

Комунікаційна плата RS-232, показана на рисунку 3.4, відповідає вимогам стандарту RS-232 для асинхронної передачі даних між двома пристроями на відстань до 50 футів.

Вона забезпечує прийом і передачу даних, а також видачу керуючих сигналів для зовнішнього модему. У більшості випадків деякі сигнали зовнішніх пристроїв не використовуються. У контролері може бути встановлена плата RS-232 одного з двох типів: більш ранньої версії без світлодіодного індикатора або сучасної версії зі світлодіодним індикатором.

Термоперетворювач опору ТСП (Pt 100) характеризується підключенням за 4-провідною схемою та чутливим елементом із опором 100 Ом при 0 °С. Діапазон його вимірювань становить від –50 до +450 °С, а довжина сенсора - 100 мм.

					ДП.АКІТ. 11148866.00.00.000 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Прилад оснащений двома камертонними датчиками, розміщеними в окремих вимірювальних камерах: одна камера заповнена еталонним газом, схожим на вимірюваний, а через іншу безперервно протікає газ, густину якого визначають. Порівняння частот обох камер дозволяє визначити нормальну щільність газу.

Перетворювач густиноміра забезпечує обробку сигналів та передачу даних на коректор або інший пристрій збору інформації. Густиномір NDG 08T має межі вимірювань від 0,4 до 3,5 кг/м³ без обмежень у проміжку вимірювань, похибка визначення густини не перевищує $\pm 0,2\%$. Робочий тиск в еталонній камері складає від 2 до 8 бар, а в вимірювальній камері - від 3 до 10 бар. Цей пристрій здатний працювати при температурах від -10 до $+50\text{ }^{\circ}\text{C}$, а частота коливань камертона становить близько 1000 Гц. Живлення здійснюється через блок ЕЕх і напругою 24 В постійного струму, а вихідний сигнал з перетворювача подається у вигляді струму 4–20 мА по двопровідній схемі.

Багатопараметричний перетворювач MVS205

Перетворювач MVS205 (рисунок 3.6) - це пристрій, який одночасно вимірює три величини, пов'язані з потоком: перепад тиску, абсолютний або надлишковий тиск та температуру [21].



Рисунок 3.6 - Зовнішній вигляд перетворювача MVS205

Виміряні змінні безперервно передаються до контролера ROC407, який

					ДП.АКІТ. 11148866.00.00.000 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

опитує перетворювач MVS205 відповідно до заданого режиму роботи. Для реєстрації температури робочого середовища застосовується зовнішня три- або чотиріпровідна схема підключення термоперетворювача ТСП.

Перетворювач MVS205 складається з блока вимірювання тиску та температури. Для визначення перепаду тиску, абсолютного або надлишкового тиску використовується датчик, що працює за п'єзореzystивним принципом. Перетворювач обробляє показники тиску та переводить їх у цифровий формат із урахуванням компенсації. Аналоговий сигнал температури також перетворюється на цифровий за допомогою вбудованого перетворювача температури. Для зв'язку з ROC407 використовується інтерфейс RS-485.

Технічні характеристики MVS205 наведені в таблиці 3.1

Таблиця 3.1 - Технічні характеристики перетворювач MVS205

Технічні характеристики	
Вхід по перепаду тиску	0-6,22 кПа; 0-62,2 кПа; 0-248,8 кПа
Температура навколишнього середовища	-40 - + 65°C
Температура середовища, що контролюється	-40 - + 205°C
Границя допустимої абсолютної похибки при вимірюванні температури	±0,28°C
Вхід по абсолютному(надлишковому) тиску	0 - 5516 кПа; 0 -2500 кПа
Максимальний тиск, що може витримати чутливий елемент без втрати ним робочого стану	250 bar
Границя похибки при вимірюванні тисків	±0,075%
Границя допустимої відносної похибки при вимірюванні об'ємної витрати	±0,1%
Границя допустимої відносної похибки при вимірюванні часу	±0,01%
Живлення на вході	0 to 75°C: 8 до 30 V dc, 245 mW -40 to 0°C: 8,5 до 30 V dc, 245 mW
Інтерфейс передачі даних	RS-485 , що використовує протокол Modbus
Підключення терморопору	Платинові з 3-х або 4-х провідниковою схемою підключення

					ДП.АКІТ. 11148866.00.00.000 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Звужуючий пристрій фірми DANIEL Simplex 755C-DSC-Class 600

Технічні характеристики звужуючого пристрою Simplex 755C-DSC-Class 600 наведені в таблиці 3.2

Таблиця 3.2 - Технічні характеристики звужуючого пристрою Simplex 755C

Технічні характеристики	
Зовнішній діаметр	111,65 мм.
Діаметр отвору при $t=20^{\circ}\text{C}$	60,235 мм.
Товщина діафрагми	3,20 мм.
Довжина циліндричної частини отвору	1,20 мм.
Кут конічної частини отвору	45°

Термометр ТТЖ-У2

Тип	Термометр показуючий
Клас точності	0,5
Максимум шкали вимірювань	100°C
Зовнішній діаметр гільзи	16 мм.

Манометр МИТ 0-10-0,6

Тип	Манометр показуючий
Клас точності	0,5
Верхня межа показу	55 кгс/см^2

Усі засоби автоматизації були підібрані з урахуванням діапазонів вимірювань, умов експлуатації, розташування, вимог пожежної та вибухобезпечності, а також забезпечення взаємної сумісності між пристроями.

3.2 Розроблення алгоритму роботи системи обліку

Алгоритм роботи програми коректора об'єму природного газу (рисунок 3.7) реалізує послідовний збір, перевірку, обробку та передачу вимірювальної інформації з урахуванням забезпечення відмовостійкості системи. Робота

					ДП.АКІТ. 11148866.00.00.000 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

алгоритму починається з ініціалізації, після чого здійснюється циклічне опитування каналів вимірювання основних параметрів газу: температури, тиску та витрати [20, 21].

На першому етапі виконується опитування каналу температури. Після отримання сигналу відбувається перевірка працездатності каналу. У випадку справної роботи здійснюється зчитування фактичного значення температури з давача. Якщо ж канал несправний або сигнал відсутній, система фіксує аварійну ситуацію та переходить до використання стандартного (заданої величини) значення температури, що дозволяє забезпечити безперервність подальших розрахунків.

Аналогічно реалізовано опитування каналу тиску. При справному каналі відбувається зчитування поточного значення тиску з відповідного давача. У разі виявлення несправності виконується фіксація аварії та підстановка стандартного значення тиску. Це дозволяє уникнути зупинки роботи системи та забезпечує її функціонування навіть у випадку часткових відмов.

Наступним етапом є опитування каналу витрати газу. У разі коректної роботи каналу здійснюється зчитування даних з витратоміра. Якщо ж канал несправний, система реєструє аварійну ситуацію та використовує стандартне або розрахункове значення витрати.

Після отримання всіх необхідних параметрів (температури, тиску та витрати), незалежно від того, чи були вони виміряні безпосередньо, чи заміщені стандартними значеннями, виконується процедура обробки даних коректором. На цьому етапі здійснюється приведення об'єму природного газу до стандартних умов, а також обчислення необхідних параметрів для подальшого обліку. Результати обробки використовуються для формування архівних записів.

Далі відбувається формування архіву, у якому накопичуються дані за визначені інтервали часу (година, доба, місяць). Система перевіряє, чи настав момент запису в архів. У разі виконання цієї умови дані зберігаються, інакше алгоритм переходить до наступного етапу.

					ДП.АКІТ. 11148866.00.00.000 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Наступним кроком є перевірка наявності зв'язку із зовнішніми системами. Якщо зв'язок встановлено, здійснюється передача даних на сервер або автоматизоване робоче місце оператора для подальшої реєстрації, аналізу та візуалізації. У випадку відсутності зв'язку система переходить у режим повторного опитування, після чого цикл роботи алгоритму повторюється.

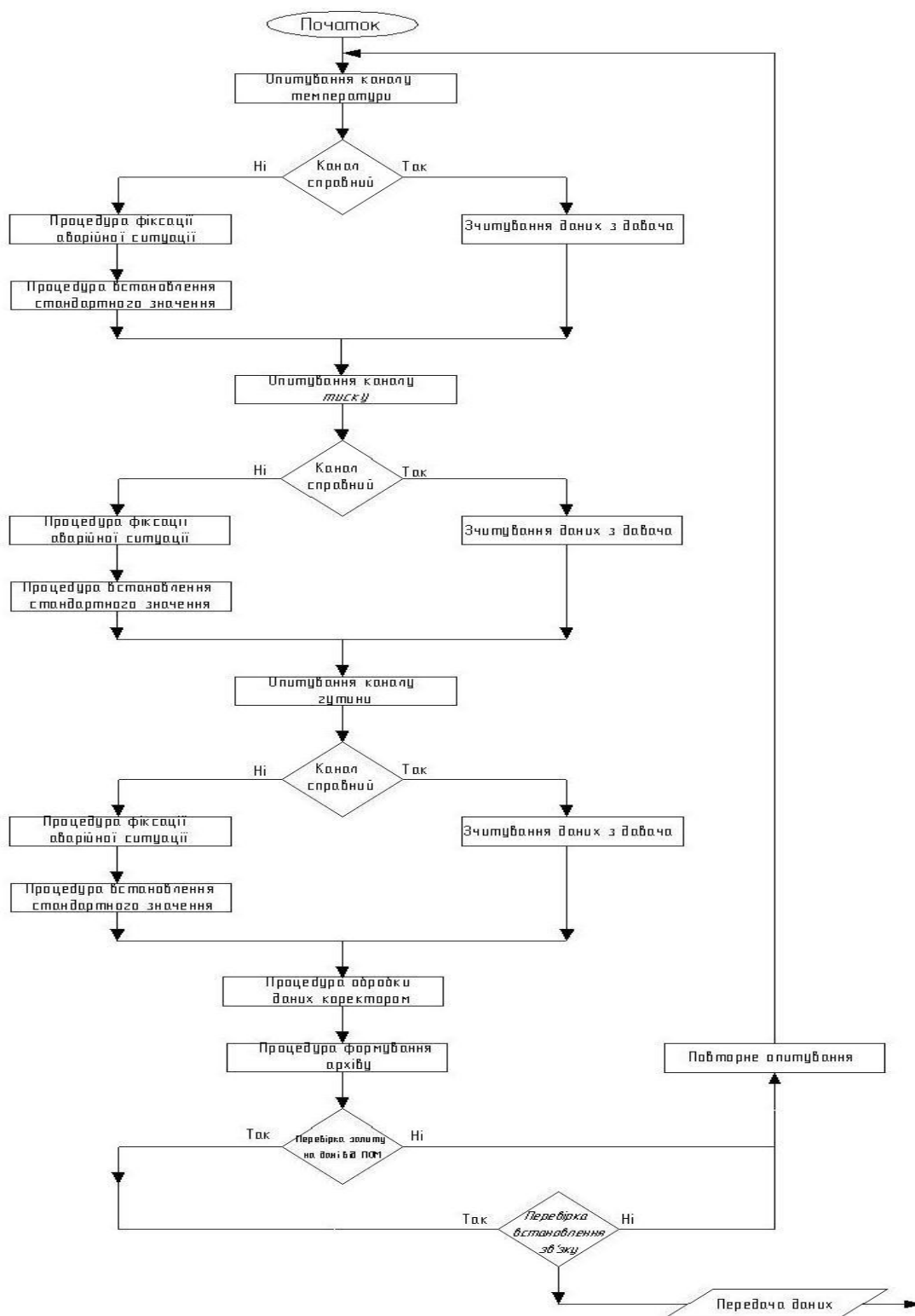


Рисунок 3.7 - Алгоритм роботи програми коректора

Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата

Таким чином, алгоритм має циклічну структуру, що забезпечує безперервний контроль параметрів газу, їх обробку та передачу. Передбачені механізми перевірки справності каналів і підстановки стандартних значень дозволяють підвищити надійність системи та забезпечити її функціонування навіть у разі відмов окремих елементів. Це є важливим для забезпечення достовірного комерційного обліку природного газу та своєчасного виявлення аварійних ситуацій.

Алгоритм роботи програмного забезпечення ПК (рисунки 3.8) є продовженням роботи коректора та реалізує функції верхнього рівня системи. Його робота починається зі встановлення зв'язку з коректором (Roc407). Якщо зв'язок не встановлено, програма здійснює повторні спроби підключення до моменту успішного з'єднання. Після встановлення зв'язку виконується зчитування даних з коректора, які вже попередньо оброблені та приведені до стандартних умов.

Отримана інформація передається до програмного забезпечення ПК, де виконується її подальша обробка, збереження в базі даних та архівація. На цьому ж етапі забезпечується візуалізація даних, формування звітів та аналіз режимів газоспоживання. Після завершення обробки цикл роботи програми може повторюватися відповідно до заданого інтервалу опитування.

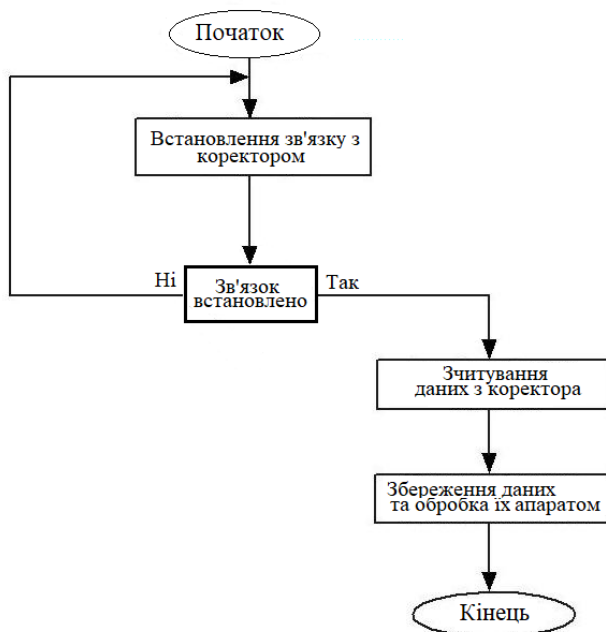


Рисунок 3.8 - Алгоритм роботи програми РС з коректором

					ДП.АКІТ. 11148866.00.00.000 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Таким чином, ці два алгоритми (рисунок 3.7 і 3.8) утворюють єдину інтегровану систему: коректор виконує функції первинного вимірювання, обробки та часткової архівації даних, тоді як програмне забезпечення ПК забезпечує їх централізований збір, довготривале зберігання, аналіз та відображення. Взаємодія між цими рівнями реалізується через канал зв'язку, що забезпечує передачу достовірної інформації для комерційного обліку природного газу.

Запропонована структура алгоритмів забезпечує безперервність роботи системи, її відмовостійкість та можливість ефективного контролю і аналізу параметрів газоспоживання, що є необхідною умовою сучасних автоматизованих інформаційно-вимірювальних систем.

					ДП.АКІТ. 11148866.00.00.000 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

ВИСНОВКИ

У результаті виконання даної роботи вирішено комплекс задач, спрямованих на проєктування автоматизованої системи обліку природного газу.

У процесі роботи проведено аналіз сучасного стану обліку природного газу, який показав, що підвищення точності вимірювань та автоматизація процесів обліку є важливими напрямками розвитку газової галузі. Встановлено, що впровадження автоматизованих систем дозволяє зменшити похибки вимірювань, підвищити достовірність обліку та забезпечити оперативний контроль параметрів газу.

Досліджено вплив основних робочих параметрів, таких як тиск, температура, густина та склад газу, на точність вимірювання витрати. Визначено, що для забезпечення високої точності обліку необхідним є приведення об'єму газу до стандартних умов із використанням відповідних коригуючих алгоритмів.

Сформульовано основні вимоги до автоматизованої системи обліку природного газу, які включають забезпечення високої точності вимірювань, надійності функціонування, можливості архівації та передачі даних, а також виявлення аварійних ситуацій і втрат газу.

Розроблено структурну схему автоматизованої системи обліку природного газу, яка базується на багаторівневій архітектурі та включає рівні вимірювання, обробки, передачі, зберігання та відображення інформації. Запропонована структура забезпечує відмовостійкість системи за рахунок резервування каналів зв'язку та можливість її подальшого розширення.

Проаналізовано сучасні методи вимірювання витрати природного газу, зокрема метод змінного перепаду тиску, турбінний, ультразвуковий та інші. Обґрунтовано доцільність застосування методу змінного перепаду тиску для розроблюваної системи з урахуванням його універсальності, надійності та нормативного забезпечення.

Виконано розрахунок параметрів вимірювальної діафрагми, що

					ДП.АКІТ. 11148866.00.00.000 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

дозволило визначити оптимальні умови роботи витратомірного вузла та забезпечити необхідну точність вимірювання витрати газу.

Розроблено алгоритм функціонування коректора та програмного забезпечення, який забезпечує збір, обробку, архівацію та передачу даних, а також контроль справності каналів вимірювання та сигналізацію аварійних ситуацій. Запропонований алгоритм має циклічну структуру та забезпечує безперервність роботи системи.

У цілому, розроблена автоматизована система обліку природного газу відповідає сучасним вимогам до автоматизованих інформаційно-вимірювальних систем, забезпечує високу точність, надійність та ефективність обліку і може бути використана для модернізації існуючих або створення нових вузлів комерційного обліку природного газу.

					ДП.АКІТ. 11148866.00.00.000 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ І МАТЕРІАЛІВ

1. Кодекс газотранспортної системи України. - Київ: НКРЕКП, 2015.
2. Кодекс газорозподільних систем. - Київ: НКРЕКП, 2015.
3. Концепція створення єдиної системи обліку природного газу. - Київ, 2001.
4. Програма створення єдиної системи обліку природного газу. - Київ, 2002.
5. Правила обліку природного газу під час його транспортування, постачання та споживання. - Київ, 2005.
6. ДСТУ ISO 13443:2014 Природний газ. Стандартні умови. - Київ: ДП «УкрНДНЦ», 2015. - 8 с.
7. ДСТУ EN 16726:2019 Газова інфраструктура. Якість газу. Група Н. - Київ: ДП «УкрНДНЦ», 2019. - 52 с.
8. ДСТУ ISO 13686:2015 Природний газ. Показники якості. - Київ: ДП «УкрНДНЦ», 2016. - 14 с.
9. ДСТУ EN ISO 6976:2020 Природний газ. Обчислення теплоти згоряння, густини, відносної густини та числа Воббе. - Київ: ДП «УкрНДНЦ», 2021. - 60 с.
10. ДСТУ ISO 12213-1:2009 Природний газ. Обчислення коефіцієнта стисливості. Частина 1. Загальні положення. - Київ: Держспоживстандарт України, 2010. - 20 с.
11. ДСТУ ISO 12213-2:2009 Природний газ. Обчислення коефіцієнта стисливості. Частина 2. Обчислення за молярним складом. - Київ: Держспоживстандарт України, 2010. - 25 с.
12. ДСТУ ISO 12213-3:2009 Природний газ. Обчислення коефіцієнта стисливості. Частина 3. Обчислення за фізичними властивостями. - Київ: Держспоживстандарт України, 2010. - 30 с.
13. ISO 20765-1:2005 Natural gas - Calculation of thermodynamic properties. - Geneva: ISO, 2005. - 45 p.

					ДП.АКІТ. 11148866.00.00.000 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

14. ДСТУ ISO 6974-1:2014 Природний газ. Визначення компонентного складу та пов'язаної невизначеності. - Київ: ДП «УкрНДНЦ», 2015. - 18 с.
15. ДСТУ EN ISO 5167-1:2018 Вимірювання витрати рідини за допомогою пристроїв змінного перепаду тиску. - Київ: ДП «УкрНДНЦ», 2019. - 70 с.
16. ДСТУ EN 12261:2014 Лічильники газу. Турбінні лічильники. - Київ: ДП «УкрНДНЦ», 2015. - 40 с.
17. ДСТУ EN 12405-1:2018 Пристрої корекції об'єму газу. - Київ: ДП «УкрНДНЦ», 2019. - 65 с.
18. Кремер Е., Бекер П. Вимірювання витрати газів і рідин. - Київ: Техніка, 2010. - 320 с.
19. Бабак В.П., Білинський Й.Й. Вимірювання витрати та кількості речовини. - Київ: Вища школа, 2006. - 280 с.
20. Підгорний В.О. Основи метрології та вимірювальної техніки. - Київ: Либідь, 2012. - 350 с.
21. Левченко В.В. Автоматизація технологічних процесів і виробництв. - Київ: Каравела, 2015. - 400 с.
22. Інструкція користувача контролера ROC407. - Emerson Process Management, 2018.

					ДП.АКІТ. 11148866.00.00.000 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		