

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ДЕРЖАВНИЙ УНІВЕРСИТЕТ «ЖИТОМИРСЬКА ПОЛІТЕХНІКА»
Факультет комп'ютерно-інтегрованих технологій, мехатроніки і робототехніки
Кафедра інформаційно-вимірювальних технологій

ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА

до кваліфікаційної роботи
магістра

на тему: **Комп'ютеризована інформаційно-вимірювальна система обліку
природного газу на газорозподільчій станції**

Виконав: студент 2 курсу, групи ІВТ-2м

Спеціальності: 175 «Інформаційно-
вимірювальні технології»

Мазурчук Н.Ю.

(прізвище та ініціали)

Керівник: доцент кафедри ІВТ

кандидат технічних наук, доцент

Чепюк Л.О.

(науковий ступінь, вчене звання, посада, прізвище та ініціали)

Рецензент: _____

(науковий ступінь, вчене звання, посада, прізвище та ініціали)

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ДЕРЖАВНИЙ УНІВЕРСИТЕТ «ЖИТОМИРСЬКА ПОЛІТЕХНІКА»
Факультет комп'ютерно-інтегрованих технологій, мехатроніки і робототехніки
Кафедра інформаційно-вимірювальних технологій

Спеціальність 175 «Інформаційно-вимірювальні технології»

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри інформаційно-
вимірювальних технологій
д.т.н., професор Подчашинський Ю.О.

« _____ » _____ 2024 р.

ЗАВДАННЯ
на кваліфікаційну роботу магістра

Студент _____ Мазурчук Надія Юріївна _____

1. Тема роботи: Комп'ютеризована інформаційно-вимірювальна система обліку природного газу на газорозподільчій станції

Керівник роботи: доцент кафедри ІВТ кандидат технічних наук, доцент
Чепюк Л.О.

затверджена наказом по університету від « 14 » листопада 2024 р. № 654/с

2. Термін здачі закінченої роботи на кафедру « 15 » грудня 2024р.

3. Вихідні дані до роботи об'єкт управління – комп'ютеризована
вимірювальна система, параметр вимірювання – природний газ
на газорозподільчій станції

4. Зміст пояснювальної записки (перелік питань, які підлягають розробці)
огляд та аналіз методів обліку природного газу, розробка структурної схеми,
розробка принципової схеми, розрахунок метрологічних характеристик,
оцінка точнісних характеристик ультразвукового методу

5. Перелік графічного матеріалу
структурна схема, функціональна схема, алгоритм роботи системи

6. Консультанти кваліфікаційної роботи магістра із зазначенням розділів роботи, що їх стосуються

Розділ	Консультант	Підпис, дата	
		Завдання видав	Завдання прийняв
1-3	Чепюк Л.О.		

7. Дата видачі завдання _____

Календарний план

№ з/п	Назва етапів кваліфікаційної роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
1	Огляд та аналіз джерел інформації	01.10.24 – 05.10.24	Виконано
2	Формулювання завдань кваліф. роботи	06.10.24 – 10.10.24	Виконано
3	Розробка методу вимірювань обліку природного газу	25.10.24 – 09.11.24	Виконано
4	Розробка структурної схеми	11.10.24 – 15.10.24	Виконано
5	Розробка функ. схеми	16.10.24 – 24.10.24	Виконано
6	Розробка алгоритму та програми обробки вим. інф.	10.11.24 – 22.11.24	Виконано
7	Розрахунок метрологічних характеристик	23.11.24 – 03.12.24	Виконано
8.	Розрахунок витрат	04.12.24 – 10.12.24	Виконано
9	Оформлення пояснювальної записки та презентаційного матеріалу	11.12.24 – 17.12.24	Виконано

Студент

(підпис)

Керівник роботи

(підпис)

Мазурчук Н.Ю.

(прізвище та ініціали)

Чепюк Л. О.

(прізвище та ініціали)

АНОТАЦІЯ

В даній кваліфікаційній роботі розроблено автоматизовану систему управління газорозподільчою станцією на основі детального аналізу ультразвукового методу в інформаційно-вимірювальній системі обліку газу. Розглянуто методику розрахунку оцінки похибки вимірювань при обмеженій вихідній інформації, коли для засобів вимірювань нормовані лише такі метрологічні характеристики: межі значень основної похибки, що допускаються; межі значень додаткових похибок, що допускаються при найбільших відхиленнях зовнішніх впливових величин від нормальних значень, або максимально допустимі значення коефіцієнтів впливу.

Ключові слова: інформаційно-вимірювальна система, ультразвуковий метод вимірювання, похибка вимірювання витрат газу.

ABSTRACT

In this qualification work, an automated gas distribution station control system was developed based on a detailed analysis of the ultrasonic method in the information and measurement system of gas accounting. The method of calculating the estimation of the measurement error with limited initial information is considered, when only the following metrological characteristics are standardized for the measuring instruments: the limits of the basic error values that are allowed; the limits of the values of additional errors, which are allowed for the largest deviations of external influencing values from normal values, or the maximum permissible values of influence coefficients.

Keywords: information and measurement system, ultrasonic measurement method, gas flow measurement error.

ЗМІСТ

	стор
ВСТУП	6
1. АНАЛІТИЧНИЙ ОГЛЯД ТА АНАЛІЗ МЕТОДІВ ТА ЗАСОБІВ ВИМІРЮВАННЯ ОБЛІКУ ПРИРОДНОГО ГАЗУ НА ГАЗОРОЗПОДІЛЬЧІЙ СТАНЦІЇ	9
1.1. Призначення та принцип роботи газорозподільчих станцій	9
1.2. Структурна схеми ГРС.....	21
1.3. Висновки до розділу	23
2. РОЗРОБКА АВТОМАТИЗОВАНОЇ СИСТЕМИ УПРАВЛІННЯ ГАЗОРОЗПОДІЛЬЧОЮ СТАНЦІЄЮ	25
2.1. Технічні вимоги до вимірювального комплексу	25
2.2. Структурна схема системи	31
2.3. Функціональна схема системи	32
2.4. Вибір вимірювальних засобів системи	34
2.5. Розробка алгоритму роботи системи	41
3. ОЦІНКА ТОЧІСНИХ ХАРАКТЕРИСТИК УЛЬТРАЗВУКОВОГО МЕТОДУ ОБЛІКУ ГАЗУ	44
3.1. Принцип вимірювань	44
3.2. Обробка результатів вимірювань	46
3.3. Вимірювання об'єму газу за допомогою ультразвукового лічильника	58
3.4. Математичні моделі для розрахунку витрат	61
3.5. Розрахунок метрологічних характеристик	70
ВИСНОВКИ	73
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ЛІТЕРАТУРНИХ ДЖЕРЕЛ	74
ДОДАТКИ	77

ВСТУП

Актуальність теми. Дослідження та вдосконалення роботи газорозподільчих станцій (ГРС) є надзвичайно високою з кількох причин.

По-перше, ГРС є критично важливими для забезпечення стабільного та надійного постачання газу споживачам, що включає населення, промисловість та інших великих споживачів. Забезпечення енергетичної безпеки країни є пріоритетом, особливо в умовах нестабільності на світовому ринку енергоресурсів.

По-друге, впровадження сучасних інформаційно-вимірювальних систем допомагає оптимізувати комерційний облік газу, зменшуючи втрати та підвищуючи точність розрахунків. Ефективність роботи ГРС безпосередньо впливає на економіку компаній, що займаються газопостачанням, а також на кінцеву вартість газу для споживачів.

По-третє, використання передових технологій, таких як ультразвукові витратоміри, дозволяє підвищити надійність та точність вимірювань. Інноваційні рішення сприяють зменшенню експлуатаційних витрат та підвищенню загальної продуктивності систем газопостачання. Крім того, зменшення витоків та втрат газу через більш точні вимірювання та контроль сприяє зменшенню негативного впливу на навколишнє середовище. Вдосконалення ГРС сприяє більш екологічному та безпечному використанню газу як енергоресурсу.

Сучасне законодавство та регуляторні вимоги передбачають високі стандарти точності та надійності обліку енергоресурсів. Відповідність цим вимогам є обов'язковою для забезпечення правомірності та прозорості взаєморозрахунків між компаніями та споживачами. Таким чином, дослідження та впровадження нових технологій у роботу газорозподільчих станцій є надзвичайно важливими для забезпечення стабільного постачання, економічної ефективності, екологічної безпеки та відповідності регуляторним вимогам.

В даній роботі розроблено та досліджено нову систему обліку природного газу на газорозподільчій станції. В рамках роботи було виконано

аналіз існуючих систем, визначено технічні вимоги до нової системи. Завдяки впровадженню цієї системи вдалося підвищити точність обліку газу, мінімізувати похибки вимірювань, оптимізувати процеси збору та обробки даних, а також забезпечити високу надійність і безпеку роботи станції. Це дозволило покращити взаєморозрахунки між постачальниками та споживачами природного газу, підвищити ефективність роботи систем газопостачання та забезпечити їх стабільність та безпеку.

Метою даної роботи є розробка та дослідження комп'ютеризованої інформаційно-вимірювальної системи обліку природного газу на газорозподільчій станції. Це передбачає створення ефективної та надійної системи, яка забезпечує точний контроль витрат газу, мінімізацію похибок вимірювань, оптимізацію процесів збору та обробки даних, а також підвищення загальної надійності і безпеки роботи станції.

Для досягнення даної мети необхідно вирішити наступні задачі:

- аналіз існуючих систем обліку природного газу на ГРС;
- розробка технічних вимог до комп'ютеризованої системи;
- вибір та обґрунтування методів вимірювання та контролю;
- розробка метрологічного забезпечення шляхом моделювання (експериментальним підтвердженням) метрологічних характеристик (похибок);

Об'єкт дослідження – процеси вимірювання (деяких фізичних величин) і на якому об'єкті (облік природного газу на газорозподільчій станції).

Предмет дослідження – комп'ютеризована інформаційно-вимірювальна система обліку природного газу на газорозподільчій станції.

Методи дослідження базуються на аналітичному виведенні рівнянь математичної моделі вимірювального каналу, використанні методів ЦОС з ВІ, використанні обчислювальних блоків у вимірювальному каналі, застосуванні методів комп'ютерного моделювання з наступною статистичною обробкою отриманих результатів.

Наукова новизна даної роботи полягає в:

- 1) використання сучасних технологій вимірювання;

- 2) розробка адаптивного програмного забезпечення;
- 3) оптимізація процесів збору та обробки даних;
- 4) забезпечення високої надійності та безпеки системи;
- 5) інноваційні методи аналізу та контролю якості газу;

Практична цінність даної роботи полягає в:

- 1) використання сучасних методів вимірювання забезпечує мінімізацію похибок та підвищення точності даних про витрати газу;
- 2) зменшення ризику витоків газу та аварійних ситуацій завдяки постійному моніторингу і контролю параметрів;
- 3) забезпечення правомірності та прозорості взаєморозрахунків між компаніями та споживачами.

Структура та обсяг роботи. Дана робота складається з анотації, вступу, 3 основних розділів, висновків, переліку використаних літературних джерел та додатку. Робота викладена на 72 сторінках основного тексту.

Публікації. За темою кваліфікаційної магістерської роботи було опубліковано 2 наукові роботи:

1. Розрахунок витрати газу, приведеної до стандартних умов у комп'ютеризованій інформаційно-вимірювальній системі.
2. Математичні моделі для розрахунку витрат в інформаційно-вимірювальній системі обліку газу.

1. АНАЛІТИЧНИЙ ОГЛЯД ТА АНАЛІЗ МЕТОДІВ ТА ЗАСОБІВ ВИМІРЮВАННЯ ОБЛІКУ ПРИРОДНОГО ГАЗУ НА ГАЗОРОЗПОДІЛЬЧІЙ СТАНЦІЇ

1.1. Призначення та принцип роботи газорозподільчих станцій

Газорозподільчі станції (ГРС) відіграють ключову роль у системах газопостачання, забезпечуючи стабільне і безперебійне постачання природного газу до кінцевих споживачів, таких як населені пункти, промислові підприємства та інші великі споживачі. Основна мета ГРС полягає у зниженні тиску газу до необхідного рівня для безпечного транспортування та розподілу, а також у забезпеченні обліку, очищення та контролю якості газу перед подачею його споживачам. Газорозподільчі станції також виконують функції регулювання витрати газу та аварійного відключення у випадку надзвичайних ситуацій.

Газ надходить на ГРС від магістральних або промислових газопроводів під високим тиском. Проходить через редукувальні пристрої, де тиск знижується до безпечного рівня для подальшого транспортування до кінцевих споживачів. У процесі очищення газу видаляються механічні домішки, волога та інші забруднення. Це здійснюється за допомогою фільтрів та інших очисних пристроїв. Газ аналізується на відповідність встановленим стандартам якості за допомогою спеціальних приладів, таких як калориметри, густиноміри та хроматографи. Вимірювання обсягів газу, що подається споживачам, здійснюється за допомогою витратомірів, таких як турбінні, діафрагмові, вихрові та ротаційні витратоміри, а також ультразвукові прилади. Коректори та комп'ютери витрат забезпечують точність вимірювань і врахування змін параметрів газу. Система автоматично регулює витрати газу в залежності від потреб споживачів. У випадку аварійних ситуацій система має можливість автоматичного відключення подачі газу для запобігання небезпеці. Усі дані про витрати, тиск, якість газу та інші параметри збираються і передаються в режимі реального часу до центрального диспетчерського пункту для аналізу і прийняття рішень. Газорозподільчі станції відіграють важливу роль у забезпеченні стабільного та безпечного

газопостачання, забезпечуючи надійність, ефективність та екологічну безпеку системи. Вдосконалення технологій та впровадження сучасних інформаційно-вимірювальних систем дозволяють підвищити ефективність роботи ГРС та забезпечити високий рівень обслуговування споживачів.

Важлива частина контроль якості газу, оскільки він забезпечує відповідність природного газу встановленим стандартам і нормам перед його постачанням споживачам. Для аналізу якості газу беруться проби з різних точок газопровідної системи за допомогою спеціальних пристроїв відбору проб. Хроматографи використовуються для визначення хімічного складу природного газу, що дозволяє визначити вміст основних компонентів газу, таких як метан, етан, пропан, бутан та інші вуглеводні, а також наявність домішок і забруднень. Калориметри вимірюють теплотворну здатність (калорійність) газу, яка є важливим параметром для визначення енергетичної цінності газу. Висока калорійність свідчить про високу енергоефективність газу. Аналізатори температури точки роси визначають температуру, при якій водяна пара в газі конденсується в рідку фазу. Висока температура точки роси може свідчити про наявність надлишкової вологи, що може призвести до корозії та інших проблем у системі газопостачання. Густиноміри використовуються для вимірювання щільності газу, що допомагає визначити його якість і забезпечити коректні розрахунки обсягів газу при різних умовах експлуатації.

Сучасні ГРС використовують автоматизовані інформаційно-вимірювальні системи для контролю якості газу. Ці системи включають різні сенсори та прилади, які забезпечують безперервний моніторинг і передачу даних у режимі реального часу до центрального диспетчерського пункту. Основні переваги автоматизованих систем включають безперервний моніторинг, високу точність, зменшення похибок та швидке реагування на відхилення від норм. Автоматизовані системи забезпечують безперервний збір даних про якість газу, що дозволяє оперативно виявляти та реагувати на будь-які відхилення від норм. Використання сучасних приладів і сенсорів

забезпечує високу точність вимірювань, а автоматизація процесів збору та обробки даних мінімізує людський фактор та зменшує похибки вимірювань.

Контроль якості газу на ГРС також передбачає відповідність регуляторним вимогам та стандартам, встановленим національними та міжнародними організаціями. Це включає дотримання норм щодо складу газу, його калорійності, вмісту вологи та інших параметрів, що забезпечують безпечне та ефективне використання газу споживачами. Контроль якості газу є важливою складовою роботи газорозподільчих станцій, яка сприяє підвищенню надійності та безпеки систем газопостачання, забезпечуючи високу якість газу, що подається споживачам. Завдяки сучасним технологіям і автоматизованим системам контролю, ГРС здатні забезпечувати відповідність газу найвищим стандартам якості.

Для точного вимірювання обсягів споживаного газу використовуються різні типи витратомірів. Це включає турбінні витратоміри, які використовують обертання турбіни під впливом потоку газу для визначення витрати, що характеризуються високою точністю і стійкістю до великих обсягів. Діафрагмові витратоміри використовують зміну перепаду тиску на діафрагмі для вимірювання витрати газу і ефективні для середніх і малих витрат. Вихрові витратоміри використовують принцип виникнення вихрів позаду перешкоди у потоці газу для визначення витрати, маючи високий діапазон вимірювань. Ротаційні витратоміри, що використовують обертання роторів під впливом потоку газу для вимірювання витрати, забезпечують високу точність та стабільність. Ультразвукові витратоміри використовують ультразвукові хвилі для визначення швидкості потоку газу, маючи високий рівень точності і не потребують контактного вимірювання, що знижує ймовірність зносу.

Коректори витрат використовуються для корекції обсягів газу з урахуванням температури, тиску та інших параметрів, забезпечуючи високу точність вимірювань і враховуючи змінні умови експлуатації. Комп'ютери витрат виконують розрахунки та аналіз даних про витрати газу, інтегруючись з іншими системами автоматизації на ГРС і забезпечуючи комплексне

управління та облік. Сучасні системи обліку газу включають різні прилади вимірювання і обчислювальні засоби, інтегровані в єдину мережу, що забезпечує збір, обробку та передачу даних у режимі реального часу, підвищуючи точність і оперативність обліку.

Всі вимірювання витрат газу здійснюються за допомогою вимірювальних приладів. Дані збираються у реальному часі і передаються до центрального диспетчерського пункту для подальшої обробки. Коректори витрат використовуються для корекції значень витрат газу з урахуванням параметрів, таких як температура, тиск та інші умови експлуатації. Дані про витрати газу обробляються комп'ютерами витрат та інформаційно-вимірювальними системами, що дозволяє здійснювати точні розрахунки і аналіз споживання газу. Оброблені дані передаються у режимі реального часу до центрального диспетчерського пункту, а також можуть бути інтегровані з іншими обліковими та контрольними системами. На основі зібраних і оброблених даних проводиться аналіз споживання газу, складаються звіти і здійснюється взаєморозрахунок між постачальниками і споживачами.

Точний і надійний комерційний облік газу дозволяє забезпечити економічну ефективність, зниження втрат і підвищення точності розрахунків, знижує витрати як для постачальників, так і для споживачів. Оперативний збір і обробка даних дозволяє швидко реагувати на зміни і запобігати аварійним ситуаціям. Точність взаєморозрахунків забезпечує прозорість та справедливість у розрахунках між постачальниками та споживачами газу. Відповідність нормативам і стандартам, встановленим національними та міжнародними організаціями, забезпечує відповідність регуляторним вимогам. Комерційний облік газу є критично важливим для забезпечення економічної ефективності, надійності та безпеки систем газопостачання, а також для забезпечення прозорості і справедливості у взаєморозрахунках між постачальниками та споживачами природного газу.

Регулювання витрат газу на газорозподільних станціях (ГРС) є важливим аспектом забезпечення стабільності постачання та ефективного

використання газу. Цей процес включає кілька ключових етапів, які дозволяють забезпечити безперебійну роботу системи газопостачання.

Спершу здійснюється точне вимірювання обсягів газу, що проходить через систему, за допомогою різних типів витратомірів. Ці прилади дозволяють отримати дані у реальному часі про кількість газу, що транспортується. Потім ці дані аналізуються, щоб виявити будь-які аномалії або змінення у потоці газу. Аналіз допомагає визначити можливі проблеми, такі як витоки або надлишковий витік, та вжити необхідних заходів для їх усунення.

Тиск газу на ГРС також регулюється для забезпечення стабільного постачання до споживачів. Використання регуляторів тиску допомагає підтримувати оптимальні умови для транспортування газу, запобігаючи його перепадам, які можуть призвести до пошкоджень системи або небезпечних ситуацій.

Крім того, перевірка якості газу є ще одним важливим етапом у процесі регулювання витрат. Аналізатори та інші прилади дозволяють визначити наявність домішок і забруднень у газі, що може вплинути на його ефективність та безпеку використання. Це особливо важливо для забезпечення відповідності газу встановленим стандартам якості.

Оперативне управління витратами газу здійснюється за допомогою автоматизованих систем, які дозволяють швидко реагувати на будь-які зміни у системі. Це включає автоматизацію процесів контролю і регулювання, що зменшує ймовірність людських помилок та підвищує ефективність роботи ГРС.

Аварійне відключення на газорозподільчих станціях (ГРС) є важливим заходом безпеки, який дозволяє миттєво припинити подачу газу у випадку надзвичайної ситуації або виникнення небезпеки. Цей процес вкрай необхідний для запобігання вибухам, пожежам, витокам газу та іншим аварійним ситуаціям, що можуть мати серйозні наслідки для людей і навколишнього середовища.

Система аварійного відключення працює автоматично і безперервно моніторить параметри газопостачання, такі як тиск, температура, склад газу та інші критичні показники. Якщо будь-який з цих параметрів виходить за межі безпечних значень, система миттєво активує захисні клапани, які перекривають подачу газу. Таким чином, вдається запобігти поширенню небезпеки на інші ділянки системи.

Крім автоматизованих систем, на ГРС також передбачені ручні механізми відключення, що дозволяють персоналу оперативно реагувати у випадку необхідності. Наприклад, у разі виявлення витoku газу або іншої небезпечної ситуації, оператор може вручну закрити клапани і зупинити подачу газу, забезпечуючи додатковий рівень безпеки.

Система аварійного відключення також включає в себе сповіщення відповідних служб та персоналу про інцидент. Це дозволяє оперативно організувати дії з ліквідації наслідків аварії та усунення її причин. Завдяки швидкому реагуванню та координації, можливе мінімізування шкоди та запобігання подальшим небезпечним ситуаціям.

Аварійне відключення на ГРС є важливою складовою загальної системи безпеки газопостачання, яка забезпечує захист людей, обладнання та навколишнього середовища. Використання сучасних технологій та автоматизованих систем дозволяє ефективно реагувати на надзвичайні ситуації та забезпечувати безперебійну і безпечну роботу газорозподільчих станцій.

Передача даних на газорозподільчих станціях (ГРС) забезпечує безперервний моніторинг, оперативне управління і точний облік параметрів газу. Це дозволяє підвищити ефективність роботи ГРС і забезпечити надійність постачання газу споживачам.

На ГРС встановлюються різноманітні датчики та сенсори, які вимірюють параметри газу, такі як тиск, температура, витрата, склад газу та інші. Ці датчики постійно знімають показники і передають дані у центральну систему. Дані з датчиків надходять до контролерів, які здійснюють первинну обробку інформації. Контролери збирають, аналізують і передають дані до

центральної диспетчерської системи, а також можуть виконувати функції локального управління, наприклад, регулювання тиску газу.

Для передачі даних використовуються різні типи комунікаційних мереж, такі як провідні (кабельні) мережі, бездротові мережі (Wi-Fi, GSM, LTE) або комбіновані мережі. Вибір типу мережі залежить від умов експлуатації та технічних вимог.

У центральній диспетчерській системі дані обробляються, зберігаються і візуалізуються для оперативного управління та аналізу. Оператори можуть візуально спостерігати за станом системи на екранах моніторів, отримувати сповіщення про аварії та аномалії, а також приймати рішення щодо оперативного управління. Дані зберігаються у базах даних для подальшого аналізу і створення звітів, що дозволяє виявити тенденції, оцінити ефективність роботи ГРС та приймати обґрунтовані рішення щодо покращення системи.

Передача даних на ГРС є важливим елементом автоматизованої системи управління, що забезпечує безперервний моніторинг і оперативне управління параметрами газу. Використання сучасних технологій і комунікаційних мереж дозволяє підвищити ефективність роботи ГРС та забезпечити надійність і безпеку газопостачання. Це сприяє оперативності і точності реагування на зміни у системі, знижує вплив людського фактору і підвищує загальну ефективність системи газорозподілу.

Вимірювання газу на газорозподільчих станціях (ГРС) є важливим аспектом для забезпечення точного обліку газу, що подається споживачам. Одним з найсучасніших методів вимірювання витрат газу є використання ультразвукових витратомірів. Ці прилади забезпечують високу точність і надійність вимірювань, а також мають низку інших переваг.

Ультразвукові витратоміри працюють на основі принципу вимірювання часу проходження ультразвукових хвиль через потік газу. Вони складаються з двох (або більше) датчиків, розташованих на певній відстані один від одного на трубопроводі. Один датчик випромінює ультразвукові хвилі, які проходять через газ і фіксуються іншим датчиком. Час, необхідний для проходження

хвиль, залежить від швидкості потоку газу. Вимірюючи цей час, можна визначити швидкість потоку, а відтак і об'єм газу, що проходить через трубопровід.

Однією з ключових переваг ультразвукових витратомірів є відсутність рухомих частин. Це зменшує знос приладу, підвищує його надійність і знижує потребу в технічному обслуговуванні. Крім того, відсутність механічного контакту з газом означає, що прилад може працювати без порушення цілісності потоку газу, що знижує ризик втрат і підвищує точність вимірювань.

Ультразвукові витратоміри також мають високу точність вимірювань у широкому діапазоні витрат. Вони можуть точно вимірювати як невеликі обсяги газу, що проходить через трубопровід, так і великі обсяги при високих швидкостях потоку. Це робить їх універсальними і придатними для використання на різних етапах газопостачання.

Ще однією важливою перевагою ультразвукових витратомірів є їх здатність працювати в широкому діапазоні умов експлуатації. Вони можуть ефективно функціонувати при різних температурах і тисках, що робить їх надійними в умовах, які можуть змінюватися. Також ці прилади мають високий ступінь захисту від корозії та забруднень, що забезпечує їхню довговічність.

Ультразвукові витратоміри є інтелектуальними приладами, які можуть бути інтегровані з автоматизованими системами управління і контролю на ГРС. Вони можуть передавати дані у режимі реального часу до центральної диспетчерської системи, що дозволяє оперативно контролювати параметри газопостачання і приймати відповідні рішення для забезпечення стабільної роботи системи.

Таким чином, ультразвукові витратоміри є важливим компонентом сучасних газорозподільчих станцій, забезпечуючи високу точність і надійність вимірювань витрат газу. Вони мають низку переваг, таких як відсутність рухомих частин, висока точність у широкому діапазоні витрат, здатність працювати в різних умовах експлуатації і можливість інтеграції з

автоматизованими системами управління. Використання ультразвукових витратомірів сприяє підвищенню ефективності і надійності роботи ГРС, забезпечуючи якісне постачання природного газу до кінцевих споживачів.

Автоматизація та технологічні інновації на газорозподільчих станціях (ГРС) є ключовими факторами, що забезпечують ефективність, надійність і безпеку систем газопостачання. Використання сучасних технологій дозволяє оперативно контролювати та управляти процесами, зменшуючи ризики помилок та підвищуючи загальну продуктивність.

Інформаційно-вимірювальні системи на ГРС включають різноманітні датчики і сенсори, які вимірюють ключові параметри газу, такі як тиск, температура, витрата, склад газу та інші. Ці дані збираються у реальному часі та передаються до централізованих систем управління. Автоматизація цих процесів забезпечує постійний моніторинг стану системи та оперативне реагування на зміни.

Сучасні ГРС використовують автоматизовані системи управління технологічними процесами (АСУ ТП), які включають програмно-апаратні комплекси для управління різними технологічними процесами. АСУ ТП забезпечують автоматичне регулювання тиску, температури, витрати газу, а також контроль якості газу. Завдяки АСУ ТП можна знизити вплив людського фактору, підвищити точність регулювання і забезпечити безперебійність роботи ГРС.

Для забезпечення високої якості газу, що подається споживачам, на ГРС використовуються системи автоматизованого контролю якості газу. Ці системи включають хроматографи, калориметри, густиноміри та інші прилади, які автоматично аналізують склад газу, визначають його теплотворну здатність і щільність. Автоматизовані системи контролю забезпечують високу точність і швидкість аналізу, що дозволяє оперативно реагувати на будь-які відхилення від норм.

Ультразвукові витратоміри є одним з найсучасніших і найточніших приладів для вимірювання витрат газу. Вони використовують ультразвукові

хвилі для визначення швидкості потоку газу, що дозволяє отримувати точні дані без контакту з середовищем, що вимірюється. Це зменшує знос приладів і підвищує їх надійність. Використання ультразвукових витратомірів також дозволяє зменшити експлуатаційні витрати і забезпечити високу точність обліку газу.

Сучасні технології зв'язку та передачі даних забезпечують безперебійний обмін інформацією між різними компонентами ГРС та центральною диспетчерською системою. Використання провідних і бездротових мереж дозволяє оперативно передавати дані з датчиків і сенсорів до систем управління, забезпечуючи своєчасний аналіз і реагування на зміни у системі. Інтеграція систем передачі даних з автоматизованими системами управління дозволяє підвищити ефективність роботи ГРС і забезпечити високий рівень безпеки.

Інтернет речей (IoT) знаходить все більше застосування на ГРС, дозволяючи підключати до мережі різні прилади і системи для моніторингу та управління. Використання IoT-технологій дозволяє створити єдину інтегровану систему, яка забезпечує збір і аналіз даних у реальному часі. Це дозволяє підвищити точність і швидкість реагування на зміни у системі, зменшити витрати на обслуговування та забезпечити високий рівень безпеки і надійності роботи ГРС.

Автоматизація процесів комерційного обліку газу дозволяє підвищити точність і прозорість розрахунків між постачальниками та споживачами. Використання сучасних витратомірів і комп'ютеризованих систем обліку забезпечує автоматичний збір, обробку і передачу даних про витрати газу. Це дозволяє знизити ймовірність помилок, пов'язаних з людським фактором, і забезпечити високу точність обліку.

Впровадження енергозберігаючих технологій на ГРС дозволяє знизити споживання енергії і витрати на її виробництво. Використання енергоефективного обладнання, автоматизація процесів і оптимізація технологічних режимів сприяють підвищенню економічної ефективності

роботи ГРС. Це також дозволяє зменшити негативний вплив на навколишнє середовище і підвищити екологічну безпеку.

Інтелектуальні системи управління (ІСУ) використовують передові алгоритми та технології штучного інтелекту для оптимізації процесів управління на ГРС. ІСУ можуть аналізувати великі обсяги даних, прогнозувати можливі проблеми і запропонувати рішення для їхнього уникнення. Використання ІСУ дозволяє підвищити ефективність і надійність роботи ГРС, забезпечити безпеку та знизити витрати на обслуговування.

Автоматизація та технологічні інновації на ГРС є ключовими факторами підвищення ефективності та надійності систем газопостачання. Впровадження сучасних технологій забезпечує оперативний контроль і управління, знижує ризики помилок і підвищує загальну продуктивність, що сприяє покращенню якості постачання газу споживачам і забезпеченню високого рівня безпеки.

Економічна ефективність і екологічна безпека газорозподільчих станцій (ГРС) є критично важливими аспектами для забезпечення стабільного і надійного газопостачання, а також для зниження негативного впливу на навколишнє середовище. Сучасні ГРС використовують інноваційні підходи для оптимізації технологічних процесів і зниження витрат на обслуговування, що сприяє підвищенню їх економічної ефективності.

Енергоефективність є одним з ключових факторів економічної ефективності. Використання енергоефективного обладнання, такого як турбінні і ультразвукові витратоміри, дозволяє значно знизити споживання енергії. Наприклад, ультразвукові витратоміри не мають рухомих частин, що знижує втрати енергії на тертя і зменшує експлуатаційні витрати. Також автоматизація технологічних процесів на ГРС дозволяє підвищити точність і швидкість управління, знизити витрати на обслуговування та мінімізувати ризики помилок. Інтеграція сучасних інформаційно-вимірювальних систем забезпечує оперативний контроль і управління параметрами газу, що дозволяє ефективно використовувати ресурси і знижувати витрати.

Зменшення втрат газу є ще одним важливим аспектом економічної ефективності. Впровадження сучасних систем моніторингу і контролю

дозволяє оперативно виявляти та усувати витоки газу, що знижує загальні втрати і підвищує економічну ефективність роботи ГРС. Наприклад, використання швидкодіючих клапанів і сенсорів тиску дозволяє миттєво реагувати на аварійні ситуації і запобігати витокам газу.

Автоматизовані системи обліку газу забезпечують високу точність вимірювань і облік обсягів газу, що подається споживачам. Це дозволяє знизити ризик помилок, пов'язаних з людським фактором, і забезпечити прозорість розрахунків між постачальниками та споживачами. Використання комп'ютеризованих систем обліку дозволяє автоматично збирати, обробляти і передавати дані про витрати газу, що підвищує точність обліку і знижує витрати на обслуговування.

Екологічна безпека ГРС також є важливим аспектом, оскільки вона забезпечує захист навколишнього середовища від негативного впливу газової інфраструктури. Використання сучасних технологій і обладнання дозволяє зменшити викиди шкідливих речовин у атмосферу. Наприклад, очищення газу від домішок і забруднень перед його подачею споживачам дозволяє знизити викиди оксидів азоту, сірки та інших забруднювачів, що сприяє покращенню якості повітря.

Оптимізація технологічних процесів і автоматизація систем управління дозволяє ефективно використовувати природні ресурси, знижуючи їхнє споживання і мінімізуючи відходи. Це сприяє збереженню природних ресурсів і зменшенню навантаження на навколишнє середовище. Сучасні системи моніторингу і контролю дозволяють оперативно виявляти і усувати витоки газу, що знижує ризик аварійних ситуацій і запобігає забрудненню навколишнього середовища. Використання сенсорів і систем автоматичного відключення забезпечує миттєву реакцію на відхилення від нормальних параметрів, що підвищує рівень безпеки.

Впровадження технологій використання відновлюваних джерел енергії на ГРС, таких як сонячні панелі та вітряні турбіни, дозволяє зменшити споживання невідновлюваних ресурсів і знизити викиди парникових газів. Це

сприяє покращенню екологічної ситуації і зменшенню негативного впливу на клімат.

Економічна ефективність і екологічна безпека газорозподільчих станцій є взаємопов'язаними аспектами, які забезпечують стабільне і надійне газопостачання, а також захист навколишнього середовища від негативного впливу. Впровадження сучасних технологій і автоматизованих систем дозволяє досягти високого рівня ефективності і безпеки, забезпечуючи якісне постачання газу споживачам і мінімізуючи вплив на навколишнє середовище.

1.2. Структурна схеми ГРС

Структурна схема газорозподільчої станції (ГРС) включає кілька ключових компонентів, які забезпечують безперебійну доставку природного газу від магістральних трубопроводів до кінцевих споживачів, а також контроль і управління цим процесом.

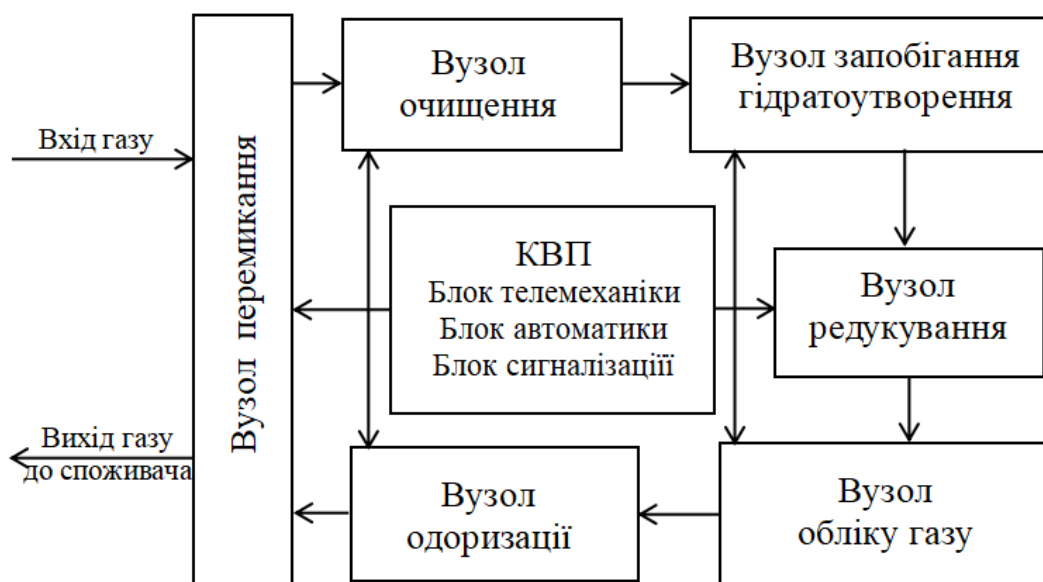


Рис.1.1. - Структурна схема ГРС.

Спочатку природний газ надходить на ГРС з магістрального трубопроводу через вхідний вузол. Вхідний вузол забезпечений клапанами високого тиску, які регулюють і контролюють потік газу. На цьому етапі

встановлені датчики тиску і температури, які вимірюють параметри газу, що надходить.

Далі газ проходить через системи очищення, які видаляють механічні домішки, вологу та інші забруднення. Системи очищення включають фільтри та сепаратори. Фільтри видаляють тверді частинки, а сепаратори - рідинні домішки і вологу, забезпечуючи чистоту газу.

Після очищення газ потрапляє до регуляторів тиску, які знижують тиск газу до рівня, безпечного для кінцевих споживачів. Регулятори тиску працюють автоматично, підтримуючи стабільний рівень тиску в системі. Це важливий елемент ГРС, оскільки він забезпечує безпеку і стабільність газопостачання.

Газ проходить через системи контролю якості, які визначають його склад і теплотворну здатність. Системи контролю якості включають хроматографи, калориметри і густиноміри. Вони забезпечують відповідність газу встановленим стандартам якості, аналізуючи його склад і енергетичні характеристики.

Після контролю якості газ потрапляє до вузла комерційного обліку, де встановлюються витратоміри. Витратоміри вимірюють обсяги газу, що подається споживачам. Дані з витратомірів передаються до комп'ютеризованих систем обліку, де вони обробляються і зберігаються. Це забезпечує точний облік газу і прозорість розрахунків між постачальниками та споживачами.

Після вузла комерційного обліку газ потрапляє до вихідного вузла, звідки він розподіляється до кінцевих споживачів. Вихідний вузол включає клапани середнього і низького тиску, які контролюють потік газу до споживачів. Тут також встановлюються датчики для моніторингу параметрів газу.

Система автоматизованого управління (АСУ) забезпечує контроль і управління всіма процесами на ГРС. АСУ включає датчики, контролери, програмно-апаратні комплекси і центральну диспетчерську систему. Датчики збирають дані про параметри газу і передають їх до контролерів, які

здійснюють первинну обробку даних і передають їх до центральної диспетчерської системи. У диспетчерській системі дані аналізуються, і на їх основі приймаються рішення щодо управління процесами на ГРС.

Системи аварійного відключення забезпечують безпеку роботи ГРС у випадку аварійних ситуацій. Вони включають автоматичні та ручні механізми відключення, швидкодіючі клапани і сенсори тиску. У випадку виявлення аварії система автоматично перекриває подачу газу, запобігаючи поширенню небезпеки. Це важливо для забезпечення безпеки як для персоналу, так і для навколишнього середовища.

Сучасні ГРС використовують різні типи систем зв'язку і передачі даних, включаючи провідні і бездротові мережі. Дані з датчиків і сенсорів передаються до центральної диспетчерської системи для подальшої обробки і аналізу. Це забезпечує оперативний моніторинг і управління процесами на ГРС, дозволяючи швидко реагувати на зміни в параметрах газопостачання і приймати необхідні заходи для підтримання стабільної роботи системи.

Таким чином, структурна схема ГРС включає вхідний вузол, системи очищення, регулятори тиску, системи контролю якості, вузол комерційного обліку, вихідний вузол, систему автоматизованого управління, системи аварійного відключення і системи зв'язку і передачі даних. Всі ці елементи взаємодіють між собою, забезпечуючи ефективне і безпечне постачання природного газу до кінцевих споживачів.

1.3. Висновки до розділу

Газорозподільчі станції (ГРС) відіграють ключову роль у забезпеченні стабільного і надійного постачання природного газу до кінцевих споживачів. Основні функції ГРС включають зниження тиску газу, його очищення, контроль якості, комерційний облік і аварійне відключення. Впровадження сучасних технологій та автоматизованих систем дозволяє значно підвищити ефективність та надійність роботи ГРС, забезпечити високий рівень безпеки і мінімізувати вплив людського фактора.

Економічна ефективність ГРС залежить від оптимізації технологічних процесів, енергоефективності обладнання і зменшення втрат газу. Автоматизація комерційного обліку газу забезпечує точність і прозорість розрахунків між постачальниками та споживачами, що сприяє підвищенню економічної ефективності роботи ГРС.

Екологічна безпека ГРС є важливим аспектом, що забезпечує захист навколишнього середовища від негативного впливу газової інфраструктури. Використання сучасних технологій очищення газу, моніторингу і контролю дозволяє знизити викиди шкідливих речовин, ефективно використовувати природні ресурси і мінімізувати відходи. Впровадження відновлюваних джерел енергії на ГРС сприяє зменшенню споживання невідновлюваних ресурсів і зниженню викидів парникових газів.

Таким чином, впровадження сучасних технологій та автоматизованих систем на газорозподільчих станціях дозволяє досягти високого рівня ефективності і безпеки, забезпечуючи якісне постачання природного газу споживачам і мінімізуючи негативний вплив на навколишнє середовище. Постійне вдосконалення та розвиток технологій сприяє підвищенню продуктивності роботи ГРС та забезпечує їхню відповідність сучасним вимогам і стандартам.

2. РОЗРОБКА АВТОМАТИЗОВАНОЇ СИСТЕМИ УПРАВЛІННЯ ГАЗОРОЗПОДІЛЬНОЮ СТАНЦІЄЮ

2.1. Технічні вимоги до вимірювального комплексу

Вимірювальний комплекс (ВК) є невід'ємною частиною технологічних об'єктів вузлів обліку. Він забезпечує проведення облікових операцій і підпадає під сферу державного метрологічного нагляду і контролю. Вся вторинна апаратура вимірювального комплексу, яка не є вибухозахищеною, повинна бути розміщена у службово-експлуатаційному блоці (серверна/приміщення контрольно-вимірювальних приладів і автоматики (КВП і А)). Первинні перетворювачі, які встановлюються у вибухонебезпечних зонах, повинні мати відповідні сертифікати на вибухозахист.

Температура в серверній/приміщенні КВП і А повинна підтримуватись на рівні $20 \pm 5^{\circ}\text{C}$. Вимірювальний комплекс повинен функціонувати без зупинки, забезпечуючи безперервне вимірювання витрати та об'ємної кількості природного газу з урахуванням його якісних характеристик. Він також повинен забезпечувати обробку, зберігання і надання інформації, реєстрацію результатів вимірювань і передачу даних на верхній рівень, можливість демонтажу первинних перетворювачів (за потреби), компенсацію теплових деформацій для запобігання механічній напрузі в трубопроводах, а також сигналізацію при виході значень вимірюваних параметрів за допустимі межі.

Технічні засоби в складі ВК, органи управління і канали вимірів/передачі даних, що можуть впливати на результати вимірювань, повинні бути обладнані для можливості пломбування. Комплекс програмно-технічних засобів автоматизації вимірювального комплексу (система телеметрії) повинен бути сумісний з технічними засобами приймаючої організації.

Вимірювальні комплекси повинні бути оснащені комплексом технічних засобів автоматизації, які забезпечують автоматичне визначення витрати та об'ємної кількості природного газу для проведення облікових операцій між

постачальником і споживачем газу, а також для подальших розрахунків і можливого арбітражу. Загальні характеристики обладнання включають допустиму відносну похибку вимірювання витрати газу не більше $\pm 2,0\%$, наявність архіву годинних вимірюваних і обчислюваних параметрів на 45 діб, наявність журналу подій на 45 діб, інтерфейси зв'язку RS-232, RS-485 або обидва, самодіагностику працездатності системи, захист від несанкціонованого доступу і втручання у роботу ВК.

При відмові датчиків витрати, тиску або температури, або при виході вимірюваних величин за межі нормованих діапазонів вимірювань, обчислювач ВК повинен забезпечувати можливість підстановки узгоджених із постачальником газу умовно-постійних значень тиску, температури і витрати для приведення об'ємної витрати газу до стандартних умов. Використовуються датчики тиску зі стандартним струмовим виходом 4-20 мА, а манометри повинні мати шкалу, де межа вимірювання робочого тиску знаходиться у другій третині шкали. Стрілка манометра не повинна відхилятися від нульової позначки більш ніж на 0,5 значення допустимої похибки.

Компоненти нижнього рівня повинні мати ступінь захисту від впливу навколишнього середовища IP54 по ІЕС 60529, бути розраховані на експлуатацію у вибухонебезпечних зонах категорій ІІА, ІІВ груп Т1-Т3 і відповідати третій групі по ДСТУ 8281:2015 для засобів обчислювальної техніки. Комплекс технічних засобів вимірювального комплексу повинен функціонувати без постійного обслуговуючого персоналу. Обладнання і прилади, що встановлюються у вибухонебезпечній зоні, повинні забезпечувати можливість експлуатації у вибухонебезпечних приміщеннях класу В-Іа і зовнішніх установках класу В-Іг.

Обладнання, встановлене в серверній/приміщенні КВП і А, повинно забезпечувати працездатність при температурі навколишнього повітря від 10 до 50 °С і відносній вологості при 35 °С не більше 98%. Основне живлення комплексу технічних засобів здійснюється від мережі однофазного змінного струму з характеристиками: напруга 220 (плюс 10/мінус 15%) В, частота 50 $\pm$

1 Гц, споживана потужність не більше 3 кіловат. При припиненні подачі основного живлення обладнання комплексу технічних засобів ВК повинно автоматично підключатися до джерела безперебійного електроживлення, що забезпечує автономну роботу ВК протягом 24 годин. Перехід на джерело безперебійного електроживлення здійснюється автоматично без порушення роботи вимірювального комплексу.

Вимоги до методів вимірювання витрати газу

Метод вимірювання витрати газу на газорозподільчих станціях вибрано ультразвуковий. При його застосуванні слід керуватися стандартом ISO 24062:2023. Витрата газу повинна вимірюватися в одиницях об'ємної витрати, приведених до стандартних умов ($P = 0,101325$ МПа, $T = 293,15$ К). Конструкція вимірювальних ліній повинна забезпечувати компенсацію температурних напружень прямих ділянок. Усі засоби вимірювання повинні мати відповідні сертифікати.

Вибір арматури та матеріалів для вузла обліку газу (ВОГ) має враховувати максимальний робочий тиск і діапазон температур, у яких ВОГ буде експлуатуватися. Теплоізоляція повинна бути передбачена для ділянок трубопроводів вимірювальної лінії між термометром і витратоміром, а також для прилеглих ділянок довжиною не менше п'яти внутрішніх діаметрів трубопроводу та частини перетворювача температури, що виступає над трубопроводом.

Для безпечного обслуговування ВОГ під час ремонтних робіт і у разі аварійної ситуації необхідно передбачити скидну свічку у складі ВОГ.

Вимоги до автоматичного визначення витрати та об'ємної кількості газу

Вимірювання і облік кількості газу на вимірювальному комплексі мають проводитися за атестованими методиками, затвердженими у встановленому порядку, і підтримуватися програмним забезпеченням коректора.

Кожен вимірювальний комплекс, який використовує ультразвуковий метод вимірювання витрати газу відповідно до стандарту [10], повинен включати:

- Процесор (коректор);
- ультразвуковий перетворювач витрати;
- засоби вимірювання тиску;
- засоби вимірювання температури.

Датчики тиску і температури повинні мати вибухобезпечне виконання.

Вимірювання тиску в трубопроводі має проводитися за допомогою датчиків з параметрами:

- діапазон вимірювання - відповідно до опитувальних листом;
- основна приведена похибка вимірювання (включаючи гістерезис і нелінійність) - в межах $\pm 0,25\%$;
- нестабільність статичної характеристики - не вище $0,1\%$ за рік;

Вимірювання температури потоку газу повинно проводитися за допомогою датчиків з параметрами:

- діапазон вимірювання температури газу - відповідно до опитувального листа;
- відносна похибка вимірювання - в межах $\pm 0,25\%$.

Датчики температури повинні встановлюватися на вимірювальному трубопроводі за допомогою захисної гільзи і відповідно до п. 9.2.4 [10].

Вимоги до інформаційного обсягу системи обліку газу

Система обліку газу повинна забезпечувати приведення до стандартних умов (ISO 24062:2023) та передачу на ПУ регіональної та до локальної обчислювальної мережі розподіленої системи наступних даних:

- тиск газу;
- температура газу;

- миттєва витрата газу (за робочих та стандартних умов);
- обсяг газу з наростаючим підсумком (за робочих та стандартних умов);
- часові архіви споживання газу за 45 останніх діб з тимчасовими мітками (за робочих та стандартних умов);
- добові архіви споживання газу за останній рік із тимчасовими мітками (за робочих та стандартних умов);
- місячні архіви споживання газу за 4 останні роки з тимчасовими мітками (за робочих та стандартних умов);
- журнал подій;
- журнал позаштатних ситуацій;
- архів змін параметрів.

Вимоги до програмного забезпечення

Програмне забезпечення (ПЗ) призначене для роботи у складі комплексу технічних засобів автоматизації ВК, що застосовується для вимірювання витрати, об'ємної кількості та якості природного газу, обробки нештатних ситуацій та діагностики засобів вимірювань. Вимірювання та облік кількості газу, що здійснюються вимірювальним комплексом, проводяться за методиками виконання вимірювань, що підтримуються програмним забезпеченням. ПЗ має бути захищене від несанкціонованого втручання.

Вимоги до метрологічного забезпечення

Вимоги до метрологічного забезпечення вимірювальних комплексів (ВК) мають розроблятися у робочих проектах на основі чинних нормативних документів ДК «Нафтогаз України», ДП «УкрНДНЦ» та ДП «Укрметртестстандарт». Змонтовані та налаштовані ВК мають бути перевірені на відповідність методикам вимірювань згідно з ISO 24062:2023, а також індивідуальним затвердженим методикам вимірювань (для обліку реверсивних потоків газу), акредитованим відповідною організацією (регіональний центр метрології та стандартизації). Атестація вузлів обліку газу на відповідність методикам вимірювань проводиться в обсязі, що не

перевищує вимоги ISO 24062:2023. Засоби та канали передачі даних від об'єктів обліку на наступні рівні управління, а також засоби обробки інформації не підлягають метрологічній повірці, оскільки не є засобами вимірювання витрати газу. Однак, на всіх рівнях системи обліку газу мають бути передбачені програмні засоби захисту оброблюваної інформації від несанкціонованого доступу.

Вимоги до метрологічних характеристик засобів вимірювання (основна та додаткова похибка) повинні визначатися залежно від призначення вузла обліку газу. Межі основної допустимої похибки обчислювачів (коректорів), витратомірів, перетворювачів температури та тиску визначаються проектувальником вузлів обліку газу на стадії проектування. Сукупна величина допустимої похибки, що вноситься системою обліку газу (включаючи передачу каналами зв'язку, перерахунок, архівування та надання даних) повинна бути не більше:

- $\pm 0,5 - 2,0\%$ - для нормальної та робочої витрати газу;
- $\pm 0,5\%$ – для тиску газу;
- $\pm 0,25\%$ – для температури газу.

Апарати, прилади та програмне забезпечення у системі обліку газу, що реєструють та проводять контроль часу, повинні забезпечувати вимірювання поточного часу з відносною похибкою не більше $\pm 0,1\%$.

2.2. Структурна схема системи

Система має трьох рівневу структуру: нижній рівень - рівень розміщення контрольно-вимірювальних приладів і виконавчих механізмів; середній рівень - рівень збору інформації з нижнього рівня, видачі впливів на пристрої прийому, передачі даних на верхній (інформаційно-обчислювальний) рівень; верхній рівень - автоматизоване робоче місце оператора.

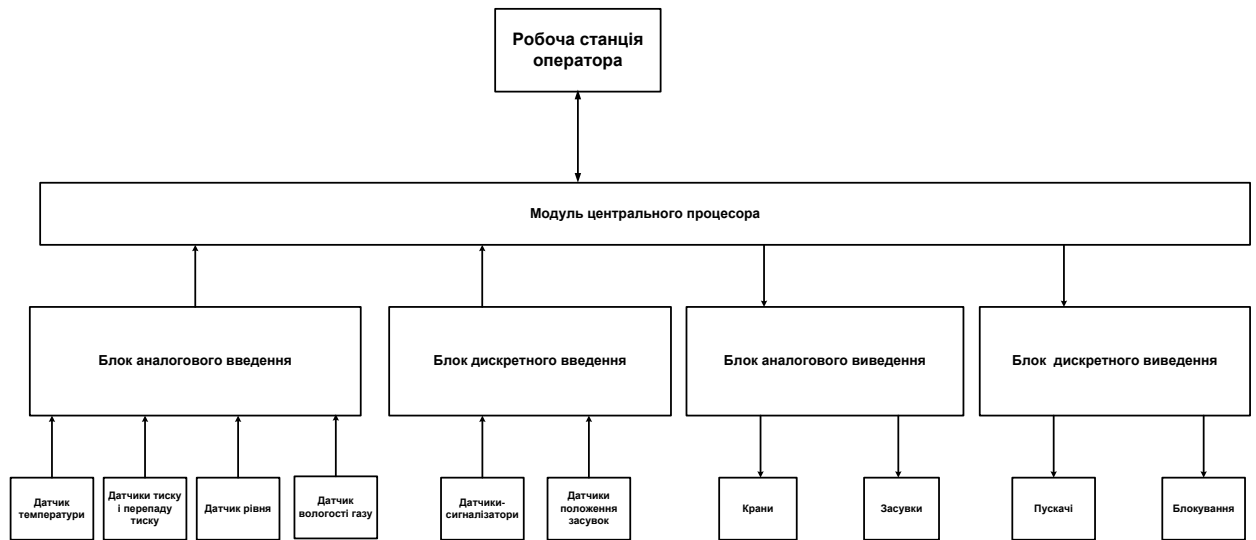


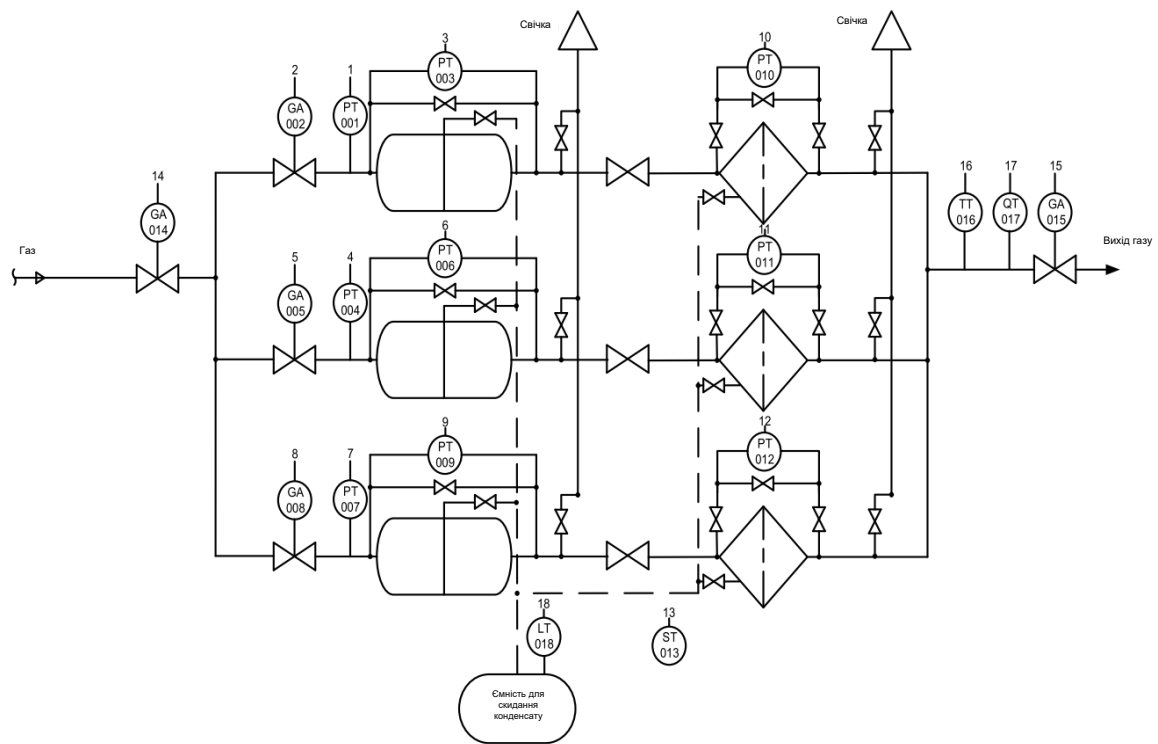
Рис. 2.2. - Структурна схема автоматизованої системи управління газорозподільчою станцією.

2.3. Функціональна схема системи

На вхід системи надходять сигнали від аналогових та дискретних датчиків: тиску на входах; різниці тисків; температури; вологості газу; рівня води в ємності для скидання конденсату; положення засувки; сигналізатори стану; сейсмодатчика.

На вихід системи надходять аналогові та дискретні сигнали управління:

- засувками;
- кранами;
- пускачами;
- блокування.



		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	
		Тиск на вхід 1, МПа	Положення засувки на вхід 1	Диференціальний тиск на сепараторі 1, МПа	Тиск на вхід 2, МПа	Положення засувки на вхід 2	Диференціальний тиск на сепараторі 2, МПа	Тиск на вхід 3, МПа	Положення засувки на вхід 3	Диференціальний тиск на сепараторі 3, МПа	Диференціальний тиск на фільтрі 1, МПа	Диференціальний тиск на фільтрі 2, МПа	Диференціальний тиск на фільтрі 3, МПа	Показники сейсмографа, балл	Положення засувки 1	Положення засувки 2	Температура на виході, °С	Вологість газу, %	Рівень води, м	
SCADA	Прилади по місцю	PC 001	GSA 002	PC 003	PC 004	GSA 005	PC 006	PC 007	GSA 008	PC 009	PC 010	PC 011	PC 012	SI 013	GSA 014	GSA 015	TC 016	QC 017	LA 018	
	Шкафа управління		PI 001		PI 003	PI 004		PI 006	PI 007		PI 009	PI 010	PI 011	PI 012	SI 013	HL1		TI 016	QI 017	HL2
	Управління	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
	Вимірення	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
	Сигналізація	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○

Рис. 2.3. - Функціональна схема автоматизованої системи управління газорозподільчою станцією.

2.4. Вибір вимірювальних засобів системи

Датчик тиску Endress+Hauser Ceraphant PTC31B-AA8M1HGBWBJA



Рис.2.1

Ceraphant PTC31B - це привабливий за ціною датчик тиску з керамічною, герметичною вимірювальною коміркою для безпечного вимірювання і контролю абсолютного і відносного тиску. Давач тиску з компактною конструкцією є надзвичайно стабільним і стійким до високого вакууму до 0 бар абсолютного тиску.

Функція IO-Link дозволяє легко інтегрувати і параметризувати пристрій. Датчик тиску Ceraphant PTC31B-AA8M1HGBWBJA з PNP-перемиканням і технологічним приєднанням G 1/2 підключається через роз'єм M12 і ідеально підходить для вимірювання рідин, газів і пилу, наприклад, в трубопроводах і запірних пристроях.

Технічні характеристики:

Таблиця 2.4.1

Загальні дані	
Тип приладу	Електронний датчик тиску з дисплеєм
Тип тиску	Відносний тиск

Діапазон вимірювання тиску мін.	0 бар
Діапазон вимірювання тиску макс.	1 бар
Точність	$< \pm 0.5 \%$
Налаштування	IO-Link
Електричні дані	
Мінімальна робоча напруга	10 В
Максимальна робоча напруга	30 В
Тип напруги	Постійний струм
Кількість виходів	2
Вихід 1	PNP
Вихід 2	PNP
Захист від переполюсовки	так
Механічні дані	
Стійкість до тиску	10 бар
Технологічне підключення	Зовнішня різьба G 1/2
Підключення	Роз'єм M12
Матеріал технологічного з'єднання	1.4404 (нержавіюча сталь/316L)
Матеріал корпусу	1.4404 (нержавіюча сталь/316L)
Матеріал прокладки	FKM
Додаткова інформація	
	IO-Link Revision 1.1
	Інтерфейси IO-Link
	Погодження CE



Рис.2.2

Новий сигналізатор 2140 - це перший вібраційний сигналізатор з підключенням по протоколу HART, призначений для систем захисту від переповнення, контролю граничних рівнів рідин та захисту насосного обладнання.

Універсальний та простий в експлуатації сигналізатор надійно визначає рівень будь-яких рідин та опадів, а його діагностична система безперервно відстежує стан механічних та електронних компонентів та дозволяє віддалено перевіряти працездатність приладу. Сигналізатор 2140:SIS сертифікований згідно з вимогами IEC 61508 (SIL 2) для застосування в областях з особливими вимогами до безпеки.

Технічні характеристики:

Таблиця 2.4.2

Гістерезис	2,5 мм
Мінімальна щільність рідини	400 кг/м ³
Діапазон в'язкості рідини	0,2 - 10000 сП
Робочий тиск	Від абсолютного вакууму до 100 бар хат. при 50 °C

Температура робочого середовища	-40 - +180 °C
Температура довкілля	-40 - +80 °C
Тиск процесу	до 10 МПа
Вихідний сигнал	4-20 мА HART
Ступінь захисту	IP66/67
Тип приєднання	різьблення; фланець

Датчик температури OPTITEMP TCA-P61



Рис.2.3

OPTITEMP TCA-P61 являє собою вставний датчик з термопарою та прямим звареним складеним термокишенням, виконаним з 1.4835/сплав 253МА. Високотемпературний датчик підходить для вимірювання температури топкових та вихлопних газів до +1150°C / +2100°F, а також для застосування, в яких термокишення піддається механічному абразивному впливу. Датчик може використовуватись при низькому робочому тиску. OPTITEMP TCA-P61 можна встановлювати на трубопроводи, шахти та вентиляційні канали за допомогою газонепроникних компресійних фітингів або рухомих фланців.

Технічні характеристики:

Таблиця 2.4.3

Температура	
макс.	1 150 °C (2 102 °F)
Мін.	-40 °C (-40 °F)
Відмінні риси приладу	
	Високотемпературний вимір газів
	Стандартні або індивідуальні довжини
	Різні варіанти з'єднувальних головок (IP54...IP68)
	3 опціонально доступним температурним перетворювачем
Матеріал термокишені	1.4835/253 MA
Типові застосування	- Високотемпературні застосування - Вимірювання температури вихлопних газів або інших газів при атмосферному або низькому робочому тиску - Підходить для застосування у процесах горіння у різних галузях промисловості: • Енергетична • Металургійна • Хімічна промисловість • Відходів спалювальні заводи • Основні матеріали
Принципи вимірювання	Термопара
Вимірювані середовища	Гази
Позиція вимірювання	Труба



Рис.2.4

Портативний аналізатор вологості на основі комірки з P_2O_5 призначений для вимірювання вмісту води в повітрі, аргоні, азоті, природному газі та ін.

Аналізатор має цифровий дисплей, надійну прецизійну електроніку, легко замінну клітинку, високоточну систему регулювання витрати газів через вимірювальну комірку і байпасний контур.

Вбудований байпасний контур з витратоміром дозволяє збільшити витрату відібраної проби для зменшення часу запізнювання. При аналізі газу з балонів це забезпечує можливість швидкого продувки редукторів, клапанів і трубок для видалення атмосферної вологи.

Вологомір компактний, має малу вагу і габарити і може бути використаний в якості як мобільного, так і стаціонарного, в тому числі, і у вибухонебезпечних зонах категорії Division 2 по NEC (В-1б, В-1г по ПУЕ).

Технічні характеристики:

Таблиця 2.4.4

Діапазони	0...1000 ррм при витраті проби через комірку 100 мл/хв, 0...2000 ррм при витраті проби через комірку 50 мл/хв, 16°C і нормальному тиску
Похибка	±5% від діапазону в діапазоні 1000...1999 ррм

	$\pm 5\%$ від показань в діапазоні 10,0...99,9 ppm $\pm 5\%$ від показань або 0,2 ppm, що більше, в діапазоні 0,0...9,9 ppm
Чутливість	0,1 ppm
Час відгуку	Менше 30 с при зміні параметра на 63% в діапазоні 50...100 ppm
Температура проби	до 52°C
Тиск проби	70...700 кПа
Витрата проби	Через комірку 50...100 мл/хв Через байпас до 500 мл/хв
Вимірювальна комірка	Електролітична комірка на основі P ₂ O ₅ модульної конструкції
Аналоговий вихід	4...20 мА, опір навантаження до 650 Ом
Релейний вихід	1 А/28; 0,5 А/120 В; 0,1 А/240 В; програмований
Робоча температура	0...50°C
Клас вибухозахисту	Division 2 (NEC)
Погодозахист	NEMA 3R (IP14) захист від дощу і бризок
Живлення	220...240 В, 50 Гц; =12 В, внутрішній або зовнішній акумулятор
Габарити (Ш x Г x В)	305 x 223 x 114 мм, настільний варіант

Сейсмодатчик MTSS-1043A



Рис.2.5

3-компонентний акселерометр MTSS-1043A призначений для дослідження сейсмічних сигналів у високочастотній галузі, моніторингу промислових вібрацій та інших сфер застосування.

Акселерометр поєднує компактні розміри та високу чутливість при широкому частотному діапазоні. Електродинамічне зворотний зв'язок забезпечує високий рівень точності приладу.

Технічні характеристики:

Таблиця 2.4.5

Частотний діапазон	0.1 Гц – 120 Гц
Чутливість	6 В/г – недиференціальний вихід 12 В/г – диференціальний вихід
Максимальний сигнал, що вимірюється	$\pm 0,8g$
Динамічний діапазон	126 дБ
Власний шум на 10 Гц	70 нг/ $\sqrt{\text{Гц}}$
Нелінійність	0,1%
Осі чутливості	3 ортогональні
Напруга живлення	12 В номінальна (10,5-16 В допустима)
Номінальне споживання	35 мА
Температурний діапазон	-40...+55°C
Допустимий кут установки	будь-який
Розміри	120 x 120 x 60 мм
Вага	0,9 кг
Матеріал корпусу	алюміній
Температурна стабільність	200 ppm/°C

2.5. Розробка алгоритму роботи системи

Коли йдеться про сучасне промислове підприємство з видобутку та транспортування нафти чи газу, пов'язане з наявністю безлічі складного та сучасного обладнання, має місце, говорити, насамперед, про автоматизацію цього виробництва. Автоматизація технологічного процесу є найважливішим фактором у підвищенні ефективності виробництва, збільшенні умов та безпеки праці робочого персоналу.

Основними цілями створення системи є:

- забезпечення постачання газом споживачів із заданою продуктивністю за мінімальних експлуатаційних витрат;
- підвищення надійності роботи газорозподільчої станції та запобігання аварійним ситуаціям;
- забезпечення якості газу, що поставляється;
- підвищення оперативності контролю та управління технологічним процесом редукування газу;
- здійснення оперативного обліку матеріальних та енергетичних ресурсів та витрат;
- скорочення (до мінімуму) часу та обсягу обслуговування та ремонту газопроводу та обладнання.

Система реалізує такі завдання:

- централізований контроль та управління технологічними процесами підготовки газу з операторною ГРС або з місцевого диспетчерського пункту;
- централізований контроль та управління технологічними процесами допоміжних систем;
- забезпечення надійної роботи обладнання технологічних споруд та запобігання аварійним ситуаціям;
- підвищення ефективності технологічних процесів на ГРС;
- передача поточної інформації до центрального диспетчерського пункту (ЦДП).

Алгоритм призначений для управління засувкою.

Таблиця 2.1.- Вхідні дані

Позначення	Тип даних	Опис
vlv_on	bool	Стан засувки «Відкрита»
vlv_off	bool	Стан засувки «Закрита»
vlv_fail	bool	Стан засувки «Відмова»
vlv_rem_cmd	bool	Натиснута кнопка «Дистанційний» с АРМ оператора
vlv_loc_cmd	bool	Натиснута кнопка «Місцевий» з АРМ оператора
vlv_open_cmd	bool	Натиснута кнопка «ВІДКРИТИ» з АРМ оператора
vlv_close_cmd	bool	Натиснута кнопка «ЗАКРИТИ» з АРМ оператора
vlv_stop_cmd	bool	Натиснута кнопка «СТОП» з АРМ оператора
vlv_mask	bool	Режим засувки «Маскування» включений»
t_o_pusk	bool	Пуск сторожового таймера на відкриття засувки
t_o_reach	bool	Спрацювання таймера на відкриття засувки
t_o_reset	bool	Скидання сторожового таймера на відкриття засувки
t_c_pusk	bool	Пуск сторожового таймера на закриття засувки
t_c_reach	bool	Спрацювання таймера на закриття засувки
t_c_reset	bool	Скидання сторожового таймера на закриття засувки

Таблиця 2.2.- Вихідні дані

Позначення	Тип даних	Опис
vlv_open	bool	Управляючий сигнал засувки «Відкрити»
vlv_close	bool	Управляючий сигнал засувки «Закрити»
vlv_stop	bool	Управляючий сигнал засувки «Стоп»
vlv_loc	bool	Управляючий сигнал засувки «Місцеве управління»
vlv_rem	bool	Управляючий сигнал засувки «Дистанційне управління»

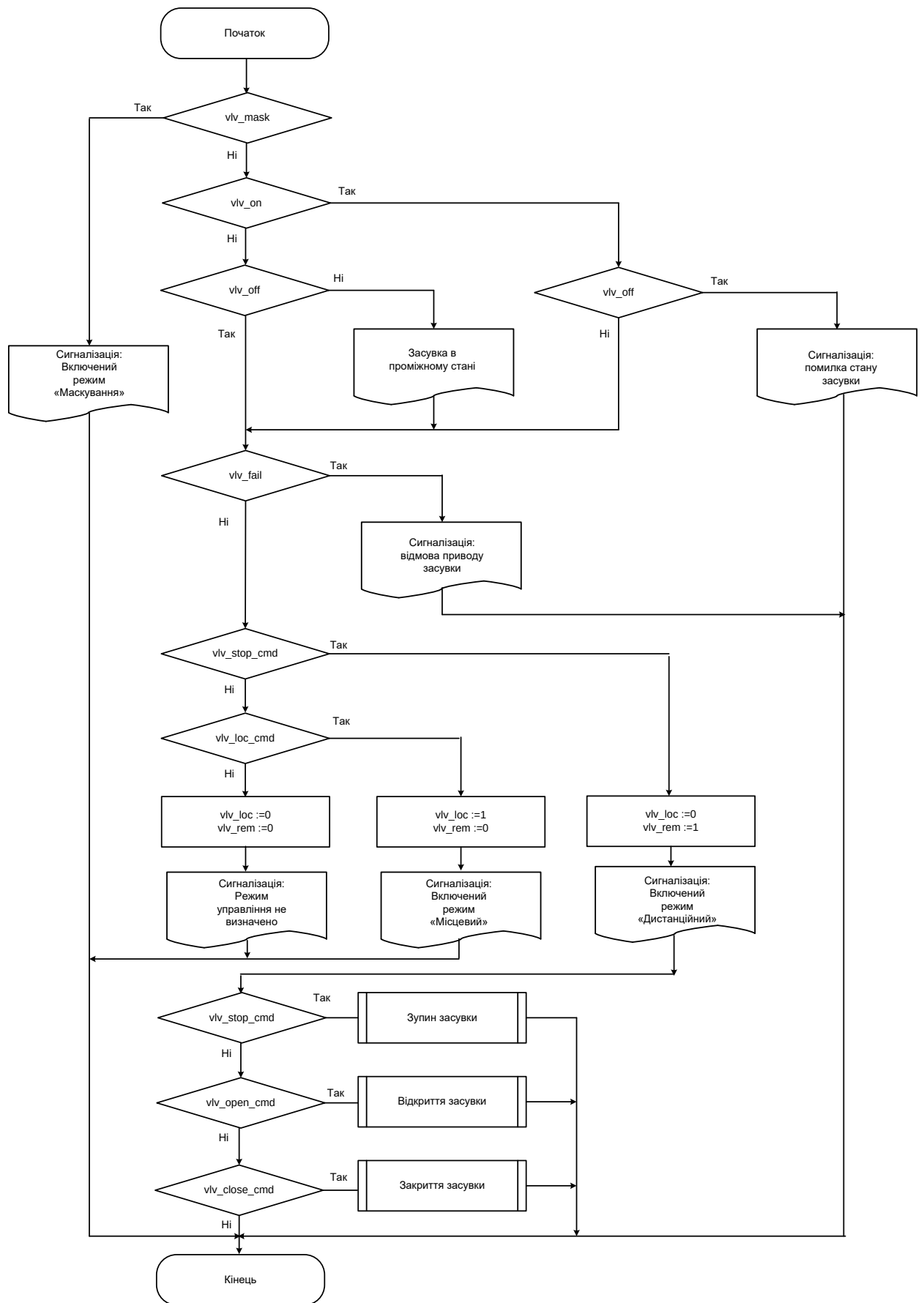


Рис. 2.6. - Алгоритм обробки стану засувки.

3. ОЦІНКА ТОЧІСНИХ ХАРАКТЕРИСТИК УЛЬТРАЗВУКОВОГО МЕТОДУ ОБЛІКУ ГАЗУ

3.1. Принцип вимірювань

Принцип вимірювань за допомогою ультразвукового перетворювача витрати (УЗПВ) заснований на тому, що ультразвуковий імпульс, спрямований уздовж потоку, поширюється швидше за ультразвуковий імпульс, що спрямований проти потоку [7].

Різниця часу проходження ультразвукового імпульсу, а також час проходження імпульсів у напрямку потоку газу та проти нього залежать від середньої швидкості газу вздовж акустичного шляху.

Формула для розрахунку середньої швидкості потоку вздовж акустичного шляху має вигляд [8]:

$$\bar{u} = \frac{L_p^2(\tau_1 - \tau_2)}{2d\tau_1\tau_2} = \frac{L_p^2\Delta\tau}{2d\tau_1\tau_2} \quad \bar{u} = \frac{L_p^2(\tau_1 - \tau_2)}{2d\tau_1\tau_2} = \frac{L_p^2\Delta\tau}{2d\tau_1\tau_2}, \quad (3.1)$$

Середня швидкість потоку вздовж акустичного шляху може бути визначена шляхом прямого вимірювання часу проходження ультразвукового імпульсу у напрямку і проти напрямку руху потоку газу (часо - імпульсним методом), а також з використанням фазового або частотного методу.

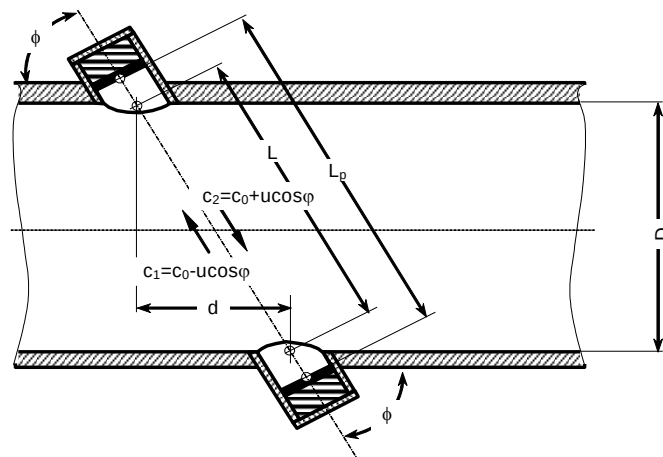


Рис. 3.1 Схема однопроменевого ультразвукового перетворювача витрати з прямим променем.

Фазовий метод заснований на вимірі фазових кутів двох постійних ультразвукових коливань з циклічною частотою ω та їх фазових зрушень, що виникають від різниці часів проходження цими коливаннями однієї й тієї ж відстані по потоку і проти нього.

Циклічна частота залежно від частоти коливань визначається за такою формулою [8]:

$$\omega = 2\pi f, \quad (3.2)$$

При проходженні ультразвукового імпульсу однієї й тієї ж відстані по потоку і проти нього фазові кути набудуть значення:

$$\chi_1 = \omega \tau_1 = 2\pi f \tau_1, \quad (3.3)$$

$$\chi_2 = \omega \tau_2 = 2\pi f \tau_2, \quad (3.4)$$

З рівнянь (1), (3) та (4) випливає, що

$$\bar{u} = \frac{L_p^2 \pi f}{d} \frac{(\chi_1 - \chi_2)}{\chi_1 \chi_2}, \quad (3.5)$$

Частотний метод заснований на залежності різниці частот повторення коротких імпульсів або пакетів ультразвукових коливань від різниці часів проходження цими коливаннями однієї відстані L_p по потоку і проти нього.

У частотно-імпульсних витратомірах виробляються короткі імпульси, які надходять до ПЕА з інтервалами, рівними часу проходження ультразвуку у напрямку потоку та проти нього [8].

Тоді:

$$f_1 = \frac{1}{\tau_1}, \quad (3.6)$$

$$f_2 = \frac{1}{\tau_2}, \quad (3.7)$$

$$f_2 - f_1 = \frac{1}{\tau_2} - \frac{1}{\tau_1} = \frac{\Delta\tau}{\tau_1\tau_2}, \quad (3.8)$$

Формула (3.1) з урахуванням рівняння (3.8), набуде вигляду:

$$\bar{u} = \frac{L_p^2}{2d} (f_2 - f_1), \quad (3.9)$$

Мале значення величини $f_2 - f_1$ у частотних витратомірів є істотним недоліком, що утруднює точне вимірювання витрати газу.

У частотно-пакетних витратомірах виробляються не короткі імпульси, а безперервні сигнали протягом усього часу проходження ними акустичного шляху.

3.2. Обробка результатів вимірювань

Розрахунок витрати газу, наведеного до стандартних умов

Витрата газу повинна вимірюватися в одиницях об'ємної витрати, що зведені до стандартних умов ($P = 0,101325$ МПа, $T = 293,15$ °К).

Процедура розрахунку витрати газу за стандартних умов залежить від складу застосовуваних засобів вимірювання (ЗВ). При використанні вимірювача щільності для визначення ρ і ρ_c розрахунок витрати газу, наведеного до стандартних умов, виконують таким чином [9]:

а) визначають змінні параметри середовища: ρ (щільність при робочих умовах), ρ_c (щільність при стандартних умовах) і q_0 (об'ємна витрата при робочих умовах) за показаннями ультразвукового перетворювача витрат (УЗПВ);

б) розраховують витрати q_c (об'ємна витрата приведена до стандартних умов) за формулою:

$$q_c = q_0 \frac{\rho}{\rho_c} = q_0 \frac{p T_c}{p_c T K} = q_0 \frac{p T_c Z_c}{p_c T Z}, \quad (3.10)$$

Розрахунок витрати газу за відсутності ЗВ щільності газу в робочих умовах та наявності ЗВ щільності газу за стандартних умов виконують у наступній послідовності:

а) вимірюють змінні параметри середовища: P (абсолютний тиск газу), T (термодинамічна температура газу, $T = 273,15 + t$, де t – температура середовища), q_0 за показаннями УЗПВ;

б) вимірюють або використовують умовно постійне значення ρ_c ;

в) визначають повний компонентний склад газу хроматографічним методом;

г) визначають вміст у газі діоксиду вуглецю та азоту;

д) розраховують коефіцієнт стисливості газу K ;

е) розраховують за формулою (1) витрати q_c .

За відсутності ЗВ щільності газу в робочих та стандартних умовах розрахунок витрати газу виконують у наступній послідовності:

а) вимірюють змінні параметри середовища: P , T , и q_0 за показаннями УЗПВ;

б) визначають повний компонентний склад газу або використовують умовно-постійні значення мольних або об'ємних часток компонентів газу;

в) якщо для розрахунку коефіцієнта стисливості застосовують метод NX19 або рівняння стану GERG-91, то розраховують густину газу за стандартних умов згідно з ДСТ 30319.1 [10];

г) розраховують коефіцієнт стисливості газу K ;

д) розраховують за формулою (10) витрати q_c .

Реєстрацію показань параметрів ЗВ газу і обробку результатів вимірювань проводять за допомогою обчислювача витрати.

Оцінка похибки результатів вимірів

Розглянемо процедуру розрахунку оцінки похибки вимірювань при обмеженій вихідній інформації, коли для засобів вимірювань (ЗВ) нормовані лише такі метрологічні характеристики:

- межі значень основної похибки, що допускаються;
- межі значень додаткових похибок, що допускаються при найбільших відхиленнях зовнішніх впливових величин від нормальних значень, або максимально допустимі значення коефіцієнтів впливу.

Крім того, відсутня інформація про вид функції розподілу зовнішніх впливових величин і частотних характеристик змін вимірюваної величини та зовнішніх величин, що впливають.

Межа складової відносної похибки вимірювань параметра (y), спричиненої основною похибкою вимірювального перетворювача або ЗВ, розраховують за формулами:

- а) за відомої абсолютної похибки

$$\delta_{oy} = \frac{\Delta y}{y} \cdot 100\%, \quad (3.11)$$

- б) за відомої наведеної основної похибки:

- якщо нормуюче значення вимірюваного параметра дорівнює діапазону шкали, то

$$\delta_{oy} = \gamma \frac{y_{\epsilon} - y_n}{y}, \quad (3.12)$$

- якщо нормуюче значення вимірюваного параметра дорівнює верхній межі вимірювань, то

$$\delta_{oy} = \gamma \frac{y_{\epsilon}}{y}. \quad (3.13)$$

Межу складової відносної додаткової похибки вимірювань параметра (y), викликану зовнішньою величиною, що впливає, розраховують за такими формулами:

– при нормуванні меж допустимих значень похибки при найбільших відхиленнях зовнішньої величини, що впливає, від нормального значення

$$\delta_{\partial y} = \delta_{\partial \partial} = \frac{\Delta_{\partial}}{y} 100\% = \gamma_{\partial} \frac{y_{\epsilon} - y_n}{y}, \quad (3.14)$$

де $\delta_{\partial \partial}$, Δ_{∂} , γ_{∂} - відносна, абсолютна та наведена додаткові похибки;

– при нормуванні меж допустимих значень коефіцієнтів впливу

$$\delta_{\partial y} = \delta_{\partial \partial} \frac{\Delta X_p}{\Delta X} = \frac{\Delta_{\partial}}{y} \frac{\Delta X_p}{\Delta X} 100\% = \gamma_{\partial} \frac{\Delta X_p}{\Delta X} \frac{y_{\epsilon} - y_n}{y}, \quad (3.15)$$

де ΔX_p – найбільше відхилення зовнішньої величини, що впливає, від нормального значення.

Довірчі межі, в межах яких знаходиться значення вимірюваного параметра з урахуванням додаткових складових похибок та похибки, спричиненої основною похибкою вимірювального перетворювача або ЗВ, розраховують за такою формулою:

$$\delta_y = \left[\delta_{\partial y}^2 + \sum_i^n \delta_{\partial yi}^2 \right]^{0,5}, \quad (3.16)$$

де n – кількість впливових величин; $\delta_{\partial yi}$ – додаткова похибка від i -ої величини, що впливає.

Похибка параметра (y), що визначається непрямим методом, який пов'язаний з функціональною залежністю з параметрами (y_i) (наприклад, температурою, тиском, компонентним складом)

$$y = F(y_1, y_2, \dots, y_n), \quad (3.17)$$

розраховують за формулою:

$$\delta_y = \left[\delta_{mF}^2 + \sum_i^n \theta_{yi}^2 \delta_{yi}^2 \right]^{0,5}, \quad (3.18)$$

де δ_{mF} – методична похибка функціональної залежності; δ_{yi} – похибка вимірювання i -ого параметра, що вимірюється; θ_{yi} – коефіцієнт впливу i -ого вимірюваного параметра на величину параметра (y), що визначається.

Коефіцієнт впливу розраховують за такою формулою:

$$\theta_{yi} = F'_{yi} \frac{y_i}{y} \quad (3.19)$$

де F'_{yi} – часткова похідна функції F за параметром y_i .

Якщо невідомий математичний взаємозв'язок параметра (y) з параметрами y_i або диференціювання функції F ускладнено, коефіцієнт впливу розраховують за формулою:

$$\theta_{yi} = \frac{\Delta y}{\Delta y_i} \frac{y_i}{y} \quad (3.20)$$

де Δy – зміна параметра (y), що визначається, при зміні вимірюваного параметра на величину Δy_i .

Якщо параметр вимірюваного середовища прийнятий за умовно-постійну величину, то похибка цього параметра розраховується за такою формулою:

$$\delta = \left[\delta_{y_{\theta}}^2 + \left(\frac{y_{\max} - y_{\min}}{y_{\max} + y_{\min}} 100 \right)^2 \right]^{0,5}, \quad (3.21)$$

де $\delta_{y_{\theta}}$ – похибка ЗВ, що застосовується для оцінки діапазону зміни параметра.

Відносну похибку вимірювання об'ємної витрати газу, наведеної до стандартних умов, у разі застосування щільноміра для визначення щільності ρ розраховують за формулою:

$$\delta_{V_c} = \left(\delta_{q_0}^2 + \delta_{\theta}^2 + \delta_{\rho_c}^2 + \delta_{\rho}^2 \right)^{0,5}, \quad (3.22)$$

де δ_{q_0} – похибка вимірювання об'ємної витрати за допомогою УЗПВ; δ_{ρ_c} – похибка вимірювання щільності газу, наведеного до стандартних умов; δ_{ρ} – похибка вимірювання щільності за робочих умов; δ_{θ} – похибка обчислювача.

Відносну похибку вимірювання об'єму газу, наведеного до стандартних умов, за відсутності вимірювача щільності розраховують за формулою:

$$\delta_{V_c} = \left(\delta_{q_0}^2 + \delta_{\theta}^2 + \theta_p^2 \delta_p^2 + \theta_T^2 \delta_T^2 + \delta_K^2 \right)^{0,5}, \quad (3.23)$$

Або

$$\delta_{V_c} = \left(\delta_{q_0}^2 + \delta_{\theta}^2 + \theta_p^2 \delta_p^2 + \theta_T^2 \delta_T^2 + \delta_Z^2 + \delta_{Z_c}^2 \right)^{0,5}, \quad (3.24)$$

де δ_p – похибка вимірювання абсолютного тиску; δ_T – похибка вимірювання температури; δ_K – загальна похибка розрахунку коефіцієнта стисливості; δ_z , δ_{z_c} – похибки розрахунку факторів стисливості.

У разі застосування обчислювача, у якого похибка нормована з урахуванням похибки вимірювань P , T та похибки розрахунку коефіцієнта стисливості, δ_{V_c} визначають за формулою:

$$\delta_{V_c} = \left(\delta_{q_0}^2 + \delta_{\epsilon}^2 \right)^{0,5}, \quad (3.25)$$

У разі застосування обчислювача, у якого похибка нормована без урахування похибки розрахунку коефіцієнта стисливості, але з урахуванням похибки вимірювань P , T , величину δ_{V_c} визначають за формулою:

$$\delta_{V_c} = \left(\delta_{q_0}^2 + \delta_{\epsilon}^2 + \delta_K^2 \right)^{0,5}, \quad (3.26)$$

Відносну похибку вимірювання об'ємної витрати δ_{q_0} в робочих умовах розраховують за формулою:

$$\delta_{q_0} = \left\{ \sum_1^n [\delta_{y_i}]^2 \right\}^{0,5}, \quad (3.27)$$

де n – кількість послідовно з'єднаних вимірювальних перетворювачів або ЗВ, що використовуються для вимірювання витрати (наприклад, УЗПВ та ЗВ для реєстрації та інтегрування його показань); δ_{y_i} – похибка i -ого вимірювального перетворювача або ЗВ (наприклад, похибка УЗПВ та похибка ЗВ, що застосовується для реєстрації та інтегрування його показань) з урахуванням додаткових похибок (див. формулу (26)).

Основна похибка УЗПВ визначається за результатами його перевірки (калібрування) та наводиться у паспорті на УЗПВ.

Якщо градування УЗПВ здійснювалося при температурі та тиску, що відрізняються від робочих, а алгоритм не передбачає врахування даної обставини, то при вимірюванні витрати газу виникає додаткова похибка, обумовлена зміною геометричних розмірів УЗПВ:

– у разі фланцевого з'єднання УЗПВ та вимірювального трубопроводу (ВТ)

$$\delta_{\partial q_0} = -3 \left(\alpha \Delta T + \frac{D}{4dE} \Delta P \cdot 10^{-6} \right), \quad (3.28)$$

– у разі зварного з'єднання УЗПВ та ВТ

$$\delta_{\partial q_0} = -3\alpha \Delta T - \frac{7D}{4dE} \Delta P \cdot 10^{-6}, \quad (3.29)$$

де $\Delta T = T - T_{\text{град}}$ – різниця температур газу за робочих умов та при проведенні градування УЗПВ ($T_{\text{град}}$); $\Delta P = P - P_{\text{град}}$ – різниця тиску газу при робочих умовах і при проведенні градування УЗПВ ($P_{\text{град}}$).

Враховують похибку $\delta_{\partial q_0}$, якщо її значення перевищує $\pm 0,1 \%$. Допускається коригувати показання УЗПВ на величину даної похибки.

Похибки вимірювання абсолютного тиску газу при застосуванні перетворювачів абсолютного тиску розраховують за формулою:

$$\delta_P = \left\{ \sum_1^n [\delta_{y_i}]^2 \right\}^{0,5}, \quad (3.30)$$

де n – кількість послідовно з'єднаних вимірювальних перетворювачів або ЗВ, що використовуються для вимірювання абсолютного тиску; δ_{y_i} – похибка i -ого вимірювального перетворювача або ЗВ з урахуванням додаткових похибок.

Похибки вимірювання абсолютного тиску при застосуванні перетворювача надлишкового тиску розраховують за формулою:

$$\delta_p = \left\{ \left(\frac{P_u}{P} \right)^2 \sum_1^n [\delta_{y_i}]^2 + \left(\frac{P_{\bar{6}}}{P} \right)^2 \delta_{P\bar{6}}^2 \right\}^{0,5}, \quad (3.31)$$

де n – кількість послідовно з'єднаних вимірювальних перетворювачів або ЗВ, що використовуються для вимірювання надлишкового тиску; δ_{y_i} – похибка i -го вимірювального перетворювача або ЗВ з урахуванням додаткових похибок; $\delta_{P\bar{6}}$ – похибка вимірювання атмосферного тиску.

Похибки вимірювання температури газу розраховують за формулою:

$$\delta_T = \frac{100(t_g - t_n)}{273,15 + t} \left\{ \sum_1^n \left[\frac{\Delta y_i}{y_{vi} - y_{ni}} \right]^2 \right\}^{0,5}, \quad (3.32)$$

де n - кількість послідовно з'єднаних вимірювальних перетворювачів або ЗВ, що використовуються для вимірювання температури; Δy_i – абсолютна похибка i -ого вимірювального перетворювача або ЗВ з урахуванням додаткових похибок.

Оскільки похибка первинних перетворювачів температури нормується в абсолютних одиницях (див. [11] та [12]), формула (31) наведена з використанням абсолютних похибок.

Розрахунок похибки δ_{ρ_c} виконують виходячи з наведених нижче положень.

При використанні щільноміру похибку δ_{ρ_c} визначають за формулами (11),(12)(13) і (16), залежно від методу нормування похибки щільноміру.

Якщо при вимірюванні щільності застосовується більше одного вимірювального перетворювача або ЗВ з відомими похибками $\delta_{\rho_{ci}}$ то похибка δ_{ρ_c} визначають за формулою:

$$\delta_{\rho_c} = \left(\sum_{i=1}^n \delta_{\rho_c i}^2 \right)^{0,5}, \quad (3.33)$$

де n – кількість вимірювальних перетворювачів або ЗВ.

При розрахунку ρ_c методом непрямих вимірів, похибку δ_{ρ_c} визначають відповідно до вимог нормативних документів, які регламентують цей метод.

При визначенні значення ρ_c за відомим компонентним складом газу за ГОСТ 30319.1-96 [10] похибку δ_{ρ_c} визначають за формулами, наведеними у зазначеному стандарті.

При використанні щільноміру похибку δ_{ρ} визначають за формулами (11),(12)(13) і (16), залежно від методу нормування похибки щільноміру.

Якщо для вимірювання густини застосовують більше одного послідовно з'єднаного вимірювального перетворювача або ЗВ з відомими похибками $\delta_{\rho_c i}$, то похибку δ_{ρ} знаходять за формулою:

$$\delta_{\rho} = \left(\sum_{i=1}^n \delta_{\rho_i}^2 \right)^{0,5}, \quad (3.34)$$

де n – кількість вимірювальних перетворювачів або ЗВ.

Похибки δ_{X_i} визначають відповідно до нормативних документів, які встановлюють методи та ЗВ компонентного складу середовища.

Якщо метрологічні характеристики газоаналізаторів (або інших ЗВ концентрацій компонентів газу) нормуються максимальною абсолютною похибкою ΔX_i визначення i -ої концентрації X_i , то похибки δ_{X_i} визначаються за формулою:

$$\delta_{X_i} = 100 \frac{\Delta X_i}{X_i}. \quad (3.35)$$

Допускається під час проведення розрахунків приймати $\delta_{x_i} = \delta_{Ni}$.

Похибки фактора та коефіцієнта стисливості розраховують без урахування похибки вимірювань тиску та температури.

Похибка визначення коефіцієнта стисливості розраховують за формулою:

$$\delta_K = \left(\delta^2 + \delta_{ud}^2 \right)^{0,5}, \quad (3.36)$$

де δ – похибка розрахунку коефіцієнта стисливості (див. таблицю 1 [13]); δ_{ud} – похибка розрахунку коефіцієнта стисливості, пов'язана з похибкою вимірювання вихідних даних.

Значення δ_{ud} визначають за формулами:

– при розрахунку K за рівняннями стану AGA8-92DC або ВНІЦ СМВ [14,15]:

$$\delta_{ud} = \left(\sum_{i=1}^n \theta_{X_I}^2 \delta_{X_I}^2 \right)^{0,5}, \quad (3.37)$$

де θ_{X_I} – коефіцієнт впливу мольної або об'ємної частки i -ого компонента газу на величину коефіцієнта стисливості; δ_{X_I} – похибка визначення мольної або об'ємної частки i -ого компонента газу.

– при розрахунку K методом NX19 мод. або за рівнянням стану GERG-91 мод. похибка δ_{ud} розраховують за формулою:

$$\delta_{ud} = \theta_{\rho_c} \delta_{\rho_c}, \quad (3.38)$$

де θ_{ρ_c} – коефіцієнти впливу щільності природного газу за стандартних умов, вмісту азоту та діоксиду вуглецю на коефіцієнт стисливості; δ_{ρ_c} – похибки визначення густини природного газу за стандартних умов.

Коефіцієнти впливу θ_p та θ_T , які використовуються у формулах (22) та (23), а також коефіцієнт впливу θ_{ρ_c} , необхідний для обліку похибки вимірювань ρ_c при визначенні похибки коефіцієнта стисливості, розраховують за формулами:

$$\theta_p = 1 - P \frac{K'_p}{K}, \quad (3.39)$$

$$\theta_T = 1 + T \frac{K'_T}{K}, \quad (3.40)$$

$$\theta_{\rho_c} = \rho_c \frac{K'_{\rho_c}}{K}, \quad (3.41)$$

де K'_p , K'_T і K'_{ρ_c} – часткові похідні K за тиском, температурою та щільністю за стандартних умов, відповідно.

Значення K'_p , K'_T і K'_{ρ_c} допускається визначати за формулами:

$$K'_p = \frac{\Delta K_p}{\Delta P}, \quad (3.42)$$

$$K'_T = \frac{\Delta K_T}{\Delta T}, \quad (3.43)$$

$$K'_{\rho_c} = \frac{\Delta K_{\rho_c}}{\Delta \rho_c}, \quad (3.44)$$

де ΔK_p – зміна величини коефіцієнта стисливості при зміні тиску на величину ΔP ; ΔK_T – зміна величини коефіцієнта стисливості при зміні температури на величину ΔT ; ΔK_{ρ_c} – зміна величини коефіцієнта стисливості при зміні щільності за стандартних умов на величину $\Delta \rho_c$.

3.3. Вимірювання об'єму газу за допомогою ультразвукового лічильника

В основу принципу вимірювання об'єму газу за допомогою ультразвукового лічильника (УЛ) покладено залежність об'єму газу, що проходить через лічильник від різниці часу проходження ультразвукового імпульсу (акустичного сигналу), спрямованого вздовж потоку газу за потоком та проти нього.

Середню швидкість газу w_i , (м/с) вздовж i -го акустичного шляху УЛ довжиною L_i (м) розраховують за формулою:

$$w_i = \frac{L_i}{2 \cdot \cos \varphi} \cdot \left(\frac{1}{\tau_1} - \frac{1}{\tau_2} \right) = \frac{L_i^2 \cdot (\tau_1 - \tau_2)}{2 \cdot l \cdot \tau_1 \cdot \tau_2} = \frac{L_i^2 \cdot \Delta \tau}{2 \cdot l \cdot \tau_1 \cdot \tau_2} \quad (3.45)$$

де: φ - кут нахилу акустичного шляху ультразвукового сигналу УЛ до осі ВТ, рад;

τ - час проходження довжини L_i ультразвукових імпульсів УЛ проти напрямку потоку газу, с;

τ_2 - час проходження довжини L_i ультразвукових імпульсів УЛ у напрямку потоку газу, с;

l - проекція довжини акустичного каналу УЛ на лінію, що є паралельною до осі трубопроводу, м;

$\Delta \tau$ - різниця між часовими інтервалами проходження ультразвукових імпульсів вздовж та проти напрямку потоку того ж самого акустичного каналу УЛ, с.

У багатоканальних УЛ розраховані за формулою (24) середні швидкості потоку газу вздовж кожного акустичного шляху, що перевірені на достовірність та усереднені за часом, застосовують для розрахунку середньої швидкості газу w_a в вимірювальному перерізі УЛ.

Об'ємну витрату газу за робочих умов $q_{(i)}$, (м³/с) без урахування коригувань розраховують за формулою:

$$q_{(i)} = A \cdot w_a \quad (3.46)$$

де: A - площа поперечного перерізу внутрішньої порожнини вимірювальної частини корпусу УЛ, м^2 ;

w_a - середня осьова швидкість потоку газу по перерізу трубопроводу, м/с .

Значення параметрів, що входять до формул (19) та (20), можуть бути результатами обчислень за середніми параметрами, необхідними для їх розрахунку. Наприклад, значення витрати $q_{(i)}$ може бути результатом усереднення декількох вимірювань середньої швидкості газу, а значення густини газу за стандартних умов та/або склад газу можуть вводитись з установленною періодичністю.

Об'єм газу за умов вимірювання $V_{p(i)}$, (м^3), який пройшов через ультразвуковий лічильник газу за інтервал часу $\tau_{(i)}$, визначають за формулою

$$V_{p(i)} = q_{(i)} \cdot \tau_{(i)}, \quad (3.47)$$

або за формулою:

$$V_{p(i)} = \frac{N_{(i)}}{I}, \quad (3.48)$$

де: $N_{(i)}$ - кількість імпульсів, які одержані від УЛ за інтервал часу $\tau_{(i)}$;

I - коефіцієнт, значення якого показує кількість імпульсів вихідного сигналу УЛ при проходженні через нього 1 м^3 газу за умов вимірювань (імпульс-фактор), м^{-3} .

Значення I задається виробником або визначається під час повірки (калібрування) УЛ.

Об'єм газу за умов вимірювання V_p , який пройшов через ультразвуковий лічильник газу за n опитувань визначають за формулою:

$$V_p = \sum_{i=1}^n V_{p(i)}, \quad (3.49)$$

Особливі вимоги з використання ультразвукових лічильників газу

Номинальний діаметр ультразвукового лічильника має знаходитися в межах від DN 40 до DN 750 (або від DN 1,6 дюйма до DN 30 дюймів - за ANSI).

Нульова швидкість потоку (що відповідає нульовій витраті) ультразвукових лічильників газу має бути:

- для лічильників із $DN > 300$ (або $DN > 12$ дюймів) - $< 0,006$ м/с для кожного акустичного шляху;
- для лічильників із $DN < 300$ (або $DN < 12$ дюймів) - $< 0,012$ м/с для кожного акустичного шляху.

Для зниження впливу на покази ультразвукових лічильників газу вібрацій та шумів, що їх спричинено встановленою в потоці запірною арматурою (засувки, клапани, регулятори тощо), рекомендовано застосовувати ультразвукові лічильники з робочою частотою перетворювача електроакустичного (ПЕА) вище 180 кГц.

Регулятори тиску, які не оснащені глушниками шуму, не повинні встановлюватися перед ультразвуковим лічильником.

Якщо ультразвуковий лічильник встановлюють після регулятора тиску, який створює акустичний шум, що може вплинути на результати вимірювання, слід вживати додаткові заходи для зниження рівня шумів.

Елементи ВТ, що зменшують шум:

- коліно (90°) - на 5 дБ;
- коліно (45°) - на 2 дБ;
- трійник - на 10 дБ;
- два коліна в різних площинах - на 15 дБ;
- 100 м ВТ - на 5 дБ.

ПЕА мають зберігати технічні характеристики за регламентованих діапазонів зміни тиску та температури газу.

3.4. Математичні моделі для розрахунку витрат

Принцип вимірювань за допомогою ультразвукового перетворювача витрати (УЗПВ) заснований на тому, що ультразвуковий імпульс,

спрямований уздовж потоку, поширюється швидше за ультразвуковий імпульс, що спрямований проти потоку [7].

Ультразвукові перетворювачі витрати (УЗПВ) розрізняють за:

- методами вимірювань середньої швидкості вздовж акустичного шляху [7].
- виду (відбитим або прямим є промінь), кількості та розміщення ультразвукових каналів;
- улаштуванням та способами монтажу перетворювача електроакустичного (ПЕА).

УЗПВ можуть бути одноканальними або багатоканальними (однопроменевими або багатопроменевими).

Одноканальні витратоміри застосовують для вимірювання витрати газу з розвиненим профілем швидкості і у випадках, коли не потрібна висока точність.

Багатоканальні витратоміри дозволяють мінімізувати ефекти, викликані розподілом швидкостей потоку і числом Рейнольдса Re . Вони мають високу надійність, якщо електронна схема пристрою обробки сигналів забезпечує дублювання або коригування алгоритму розрахунку при виході з експлуатації одного або ряду ПЕА.

На рис. 1 і 2 показані як приклади варіанти розташування акустичних шляхів УЗПВ

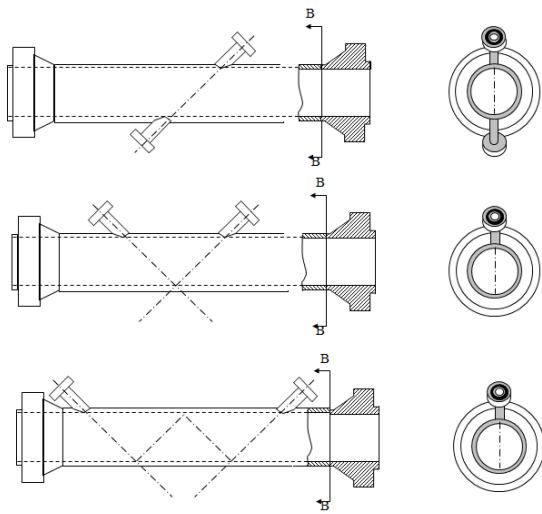


Рис. 3.2 Однопроменеві УЗПВ

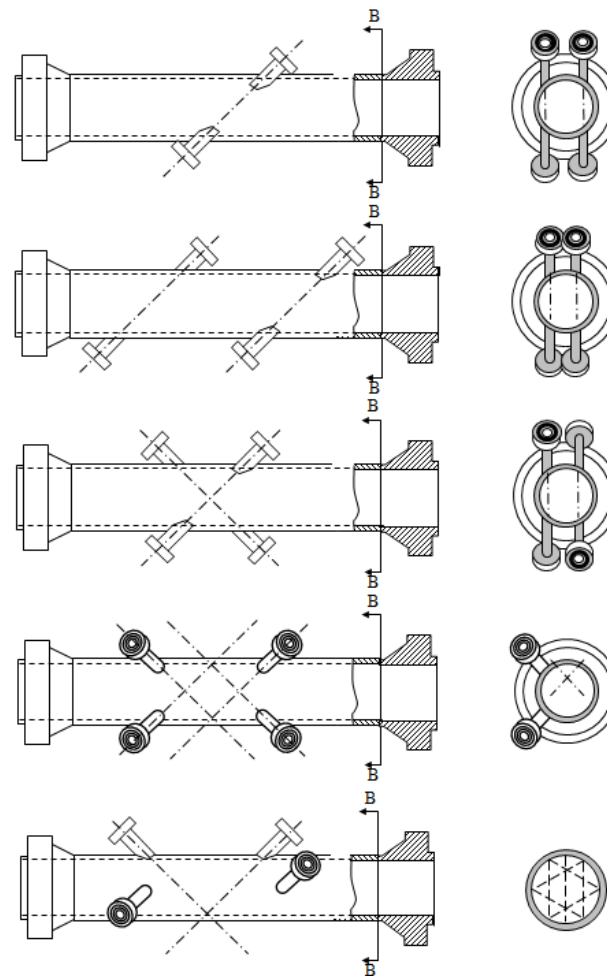


Рис. 3.3 Багатопроменеві УЗПВ

Промені ультразвукових каналів можуть бути прямими або відбитими (одноразово або багаторазово) від внутрішньої стінки УЗПВ і можуть бути розташовані у діаметральній площині УЗПВ або площинах, що проходять через хорди його перерізу.

Ультразвуковий метод вимірів

Теоретичні основи ультразвукового методу вимірів наведено у [3, 8, 9]. На рис. 3 наведена схема ділянки вимірювального трубопроводу (ВТ). ПЕА (1) і ПЕА (2) розташовані під кутом ϕ до осі ВТ. Ультразвуковий імпульс (УЗІ) проходить від 1 до 2 через потік газу спрямований уздовж осі x , як показано на рис. 3, локальні швидкості якого залежать тільки від координати y .

Час проходження УЗІ між ПЕА (1) і (2) [5,8]:

$$\tau_2 = \frac{L_p}{\left(c_0^2 - \frac{\bar{u}^2 d^2}{X^2} + \frac{\bar{u}^2 d^2}{L_p^2} \right)^{0,5} + \frac{\bar{u} d}{L_p}}. \quad (3.49)$$

Оскільки швидкість газу вносить зворотний ефект на поширення імпульсу в потоці, то час проходження УЗІ від ПЕА (2) до ПЕА (1) [5,8]:

$$\tau_1 = \frac{L_p}{\left(c_0^2 - \frac{\bar{u}^2 d^2}{X^2} + \frac{\bar{u}^2 d^2}{L_p^2} \right)^{0,5} - \frac{\bar{u} d}{L_p}}. \quad (3.50)$$

Швидкість $\bar{u}$ можна знайти із рівнянь (1) і (2) [5,8]:

$$\bar{u} = \frac{L_p^2 (\tau_1 - \tau_2)}{2d\tau_1\tau_2}. \quad (3.51)$$

Середня швидкість газу через переріз ВТ [5,8]:

$$u_a = \frac{1}{A} \iint_A u dA, \quad (3.52)$$

Середня швидкість газу вздовж акустичного шляху [5,8]:

$$\bar{u} = \frac{1}{L} \int_L u dL. \quad (3.53)$$

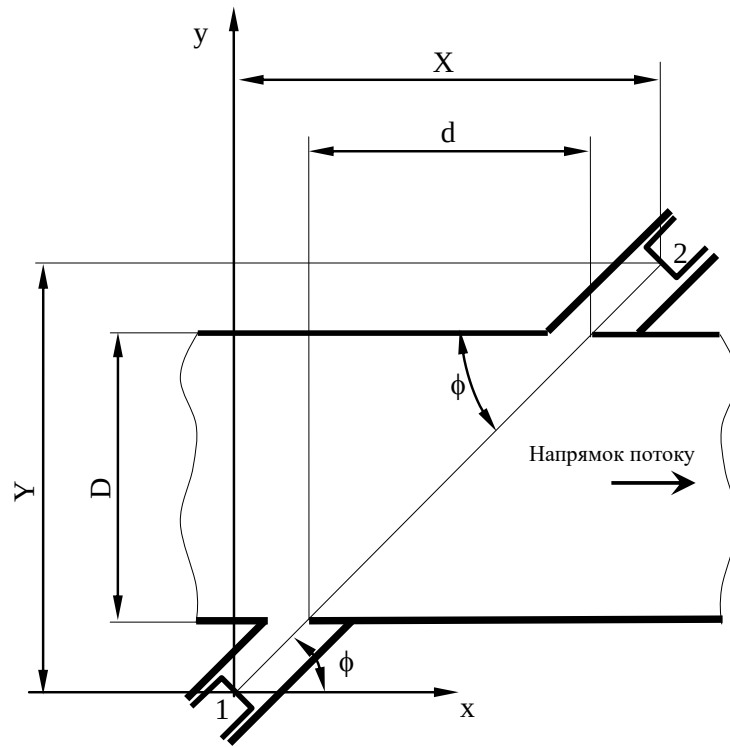


Рис. 3.4 Схема ділянки вимірювального трубопроводу

Залежність між $\bar{u}$ та u_a [5,8]:

$$u_a = K_u \bar{u}, \quad (3.54)$$

де

$$K_u = \frac{\frac{1}{A} \iint_A u dA}{\bar{u} = \frac{1}{L} \int_L u dL}. \quad (3.55)$$

Для одноканального УЗПВ [5,8]:

$$K_u = \frac{1}{1,12 - 0,011 \log_{10}(R_e)}. \quad (3.56)$$

Для ламінарного режиму при рівномірному перебігу газу $K_u = 0.75$.

Середню швидкість газу можна обчислити через значення середніх швидкостей на хордах перерізу ВТ [5,8]:

$$u_a = \frac{2}{A} \int_{-D/2}^{D/2} \left[\left(\frac{D}{2} \right)^2 - r^2 \right]^{0,5} \bar{u}(r) dr \quad (3.57)$$

або

$$u_a = \frac{2}{A} \sum_i^n \left[\left(\frac{D}{2} \right)^2 - r_i^2 \right]^{0,5} \bar{u}(r_i). \quad (3.58)$$

Для багатоканальних УЗПВ [5,8]:

$$u_a = \frac{2}{A} \sum_i^n w_i \bar{u}(r_i). \quad (3.59)$$

Значення вагових коефіцієнтів у (11), залежать від числа R_e , кількості акустичних шляхів та їх розташування. При виборі кількості та місця розташування акустичних шляхів потрібно знизити залежність показів витратоміра від числа R_e . Значення вагових коефіцієнтів для різних варіантів кількості та місця розміщення акустичних шляхів наводяться у роботі [4].

Об'ємна витрата у робочих умовах

Для одноканального УЗПВ об'ємна витрата газу в робочих умовах пов'язана із середньою швидкістю проходження газу через поперечний переріз УЗПВ наступним чином [5,8]:

$$q_0 = A u_a. \quad (3.60)$$

Для обчислення значення середньої швидкості газу через поперечний переріз УЗПВ необхідно знати значення поправочного коефіцієнта на розподіл швидкостей [8]:

$$k_u = \frac{q_0}{Au} = \frac{u_a}{\bar{u}}. \quad (3.61)$$

Таким чином, витрата газу може бути обчислена по вимірній середній швидкості потоку газу вздовж акустичного шляху за наступною формулою [5,8]:

$$q_0 = k_u A \bar{u}. \quad (3.62)$$

Значення k_u є функцією числа Re , шорсткості стінок трубопроводу (для турбулентних режимів течії) та розташування акустичного каналу за формулами (7) і (8).

При використанні багатоканального УЗПВ із застосуванням інтегруючої техніки об'ємна витрата може бути обчислена за формулою [5,8]:

$$q_0 = A \sum_{i=1}^n w_i \bar{u}_i, \quad (3.63)$$

де n – число каналів; $\bar{u}_i$ – середня швидкість газу вздовж i -го каналу:

$$\sum_{i=1}^n w_i \bar{u}_i = u_a, \quad (3.64)$$

Значення вагових коефіцієнтів залежать від кількості та розташування акустичних каналів.

Масова витрата та об'ємна витрата газу, наведена до стандартних умов

Масову витрату газу розраховують за вимірними значеннями об'ємної витрати та вимірною або розрахованою щільністю газу [5,8]:

$$q_m = q_0 \rho = q_0 \rho_c \frac{p T_c}{p_c T K} = q_0 \rho_c \frac{p T_c Z_c}{p_c T Z}. \quad (3.65)$$

Об'ємну витрату q_c розраховують шляхом приведення об'ємної витрати q_0 до стандартних умов за формулою [5,8]:

$$q_c = q_0 \frac{\rho}{\rho_c} = q_0 \frac{p T_c}{p_c T K} = q_0 \frac{p T_c Z_c}{p_c T Z}. \quad (3.66)$$

Основні рівняння визначення кількості газу

Кількість газу (V_C , V_O , m), що пройшла ВТ за певний період часу τ , з використанням інформації про збільшення обсягу газу, що отримується від УЗПВ, розраховують за рівняннями [5,8]:

$$V_C = \sum_{i=1}^n \left(\frac{\rho_i}{\rho_{ci}} \Delta V_{oi} \right) = \sum_{i=1}^n \left(\frac{p_i T_c}{p_c T_i K_i} \Delta V_{oi} \right) = \sum_{i=1}^n \left(\frac{p_i T_c Z_{ci}}{p_c T_i Z_i} \Delta V_{oi} \right); \quad (3.67)$$

$$V_O = \sum_{i=1}^n \Delta V_{oi}; \quad (3.68)$$

$$m = \sum_{i=1}^n (\rho_i \Delta V_{oi}) = \sum_{i=1}^n \left(\rho_{ci} \frac{p_i T_c}{p_c T_i K_i} \Delta V_{oi} \right) = \sum_{i=1}^n \left(\rho_{ci} \frac{p_i T_c Z_{ci}}{p_c T_i Z_i} \Delta V_{oi} \right). \quad (3.69)$$

де ΔV_{oi} – збільшення обсягу газу за інтервал часу опосередкування параметрів газу.

Кількість газу (V_C , V_O , m), що пройшла трубопроводом за певний період часу τ , з використанням інформації про витрату газу за робочих умов, що отримується від УЗПВ, розраховують за такими рівняннями [5,8]:

– при дискретному інтегруванні функцій у часі τ з інтервалами дискретизації $\Delta \tau_i$

$$V_C = \sum_{i=1}^n (q_{0i} \frac{\rho_i}{\rho_{ci}} \Delta \tau_i) = \sum_{i=1}^n (q_{0i} \frac{p_i T_c}{p_c T_i K_i} \Delta \tau_i) = \sum_{i=1}^n (q_{0i} \frac{p_i T_c Z_{ci}}{p_c T_i Z_i} \Delta \tau_i); \quad (3.70)$$

$$V_O = \sum_{i=1}^n (q_{0i} \Delta \tau_i); \quad (3.71)$$

$$m = \sum_{i=1}^n (q_{0i} \rho_i \Delta \tau_i) = \sum_{i=1}^n (q_{0i} \rho_{ci} \frac{p_i T_c}{p_c T_i K_i} \Delta \tau_i) = \sum_{i=1}^n (q_{0i} \rho_{ci} \frac{p_i T_c Z_{ci}}{p_c T_i Z_i} \Delta \tau_i). \quad (3.72)$$

– при дискретному інтегруванні функцій у часі τ з рівномірним інтервалом дискретизації $\Delta \tau$

$$V_C = \Delta \tau \sum_{i=1}^n (q_{0i} \frac{\rho_i}{\rho_{ci}}) = \Delta \tau \sum_{i=1}^n (q_{0i} \frac{p_i T_c}{p_c T_i K_i}) = \Delta \tau \sum_{i=1}^n (q_{0i} \frac{p_i T_c Z_{ci}}{p_c T_i Z_i}); \quad (3.73)$$

$$V_O = \Delta \tau \sum_{i=1}^n q_{0i}; \quad (3.74)$$

$$m = \Delta \tau \sum_{i=1}^n (q_{0i} \rho_{i_i}) = \Delta \tau \sum_{i=1}^n (q_{0i} \rho_{ci} \frac{p_i T_c}{p_c T_i K_i}) = \Delta \tau \sum_{i=1}^n (q_{0i} \rho_{ci} \frac{p_i T_c Z_{ci}}{p_c T_i Z_i}); \quad (3.75)$$

Де

$$\Delta \tau = \frac{(\tau_K - \tau_H)}{n}, \quad (3.76)$$

n - кількість інтервалів дискретизації протягом часу $(\tau_K - \tau_H)$.

Значення параметрів, що входять до формул (19) ÷ (27), можуть бути результатами обчислень за середніми параметрами, необхідними для їх розрахунку, або прийняті умовно-постійними величинами. Наприклад, величина q_{0i} може бути результатом усереднення кількох вимірів середньої швидкості газу; значення ρ_c та склад газу можуть бути прийняті умовно-постійними величинами.

Об'ємна витрата та об'єм сухої частини вологого газу, наведені до стандартних умов

Розрахунок об'ємної витрати та об'єму сухої частини вологого газу, наведені до стандартних умов, виконують за формулами [5,8]:

$$q_c = q_0 \left(\frac{\rho_{BG} - f_B}{\rho_c} \right); \quad (3.77)$$

$$V_C = \sum_{i=1}^n \left(\frac{\rho_{Bgi} - f_{Bi}}{\rho_{ci}} \Delta V_{oi} \right); \quad (3.78)$$

$$V_C = \sum_{i=1}^n \left(q_{0i} \frac{\rho_{Bgi} - f_{Bi}}{\rho_{ci}} \Delta \tau_i \right); \quad (3.79)$$

$$V_C = \Delta \tau \sum_{i=1}^n \left(q_{0i} \frac{\rho_{Bgi} - f_{Bi}}{\rho_{ci}} \right); \quad (3.80)$$

де f_B – абсолютна вологість газу, виражена масою водяної пари (у кг) у 1 м³ за робочих умов.

Енерговміст газу визначають за формулою [5,8]:

$$E_e = \sum_{i=1}^n H_{ci} V_{ci}. \quad (3.81)$$

3.5. Розрахунок метрологічних характеристик

Нормування похибки каналу вимірювання виконується відповідно до ДСТУ-Н РМГ 62:2006 "Забезпечення ефективності вимірювань під час керування технологічними процесами. Оцінювання похибки вимірювань при обмеженій вихідної інформації" [28].

Розглянемо приклад розрахунку похибки каналу вимірювання. Як канал вимірювання виберемо канал вимірювання витрати. Вимога до похибки каналу вимірювання не більше 0,2%. Розрядність АЦП становить 16 розрядів.

Розрахунок допустимої похибки вимірювань витратоміра здійснюється за формулою (3.82):

$$\delta_1 \leq \sqrt{\delta^2 - (\delta_2^2 + \delta_3^2 + \delta_4^2 + \delta_5^2 + \delta_6^2 + \delta_7^2)}, \quad (3.82)$$

де $\delta = 0,2\%$ - необхідна сумарна похибка вимірювання каналу вимірювань при довірчій ймовірності 0,95;

δ_2 – похибка передачі по каналу вимірювань;

δ_3 – похибка, яку вносить АЦП;

$\delta_4, \delta_5, \delta_6, \delta_7$ – додаткові похибки, що вносяться температурою навколишнього повітря, перешкодами різного виду, тиском вимірюваного середовища та іншими факторами відповідно.

Похибка передачі по каналу вимірювань встановлюється рекомендаціями [28]:

$$\delta_2 = \frac{0,2 \cdot 4}{100} = 0,008 \% \quad (3.83)$$

Похибка, що вноситься 16-ти розрядним АЦП, розраховується наступним чином:

$$\delta_3 = \frac{0,2 \cdot 100}{2^{16}} = 0,0003 \% \quad (3.84)$$

При розрахунку також враховуються додаткові похибки, викликані впливом:

- температури навколишнього повітря;
- перешкод різного виду;
- тиску вимірюваного середовища;
- інших факторів.

Додаткова похибка, яку вносить вплив температури навколишнього повітря, встановлюється рекомендаціями [28]:

$$\delta_5 = \frac{0,2 \cdot 1}{100} = 0,002 \text{ \%} \quad (3.85)$$

Додаткова похибка, яку вносить перешкоди різного виду, встановлюється рекомендаціями [28]:

$$\delta_5 = \frac{0,2 \cdot 1}{100} = 0,002 \text{ \%} \quad (3.86)$$

Додаткова похибка, яку вносить тиск вимірюваного середовища, встановлюється рекомендаціями [28]:

$$\delta_6 = \frac{0,2 \cdot 1}{100} = 0,002 \text{ \%} \quad (3.87)$$

Додаткова похибка, яку вносять інші фактори, встановлюється рекомендаціями [28]:

$$\delta_7 = \frac{0,2 \cdot 36}{100} = 0,072 \text{ \%} \quad (3.88)$$

Таким чином, підставивши в формулу (3.82) отримані значення, розрахуємо допустиму основну похибку вимірювача щільності:

$$\delta_1 = \sqrt{0,2^2 - (0,008^2 + 0,0003^2 + 0,066^2 + 0,002^2 + 0,002^2 + 0,072^2)} = 0,17 \text{ \%}.$$

В результаті розрахунку видно, що основна похибка обраного вимірювача витрат не перевищує допустимої розрахункової похибки. Отже, прилад придатний для використання.

ВИСНОВКИ

У результаті виконання кваліфікаційної роботи розроблено комп'ютеризовану систему обліку природного газу на газорозподільчій станції. Основна мета цієї системи полягала в забезпеченні точного, надійного та безперебійного контролю витрати газу. Завдяки комплексному підходу, що включав аналіз існуючих систем, визначення технічних вимог, розробку структури та архітектури, створення програмного забезпечення, а також тестування та впровадження системи, вдалося досягти значних результатів.

Впровадження цієї системи дозволило підвищити точність обліку газу, мінімізувати похибки вимірювань, оптимізувати процеси збору та обробки даних, а також забезпечити високу надійність і безпеку роботи станції. В результаті покращилися взаєморозрахунки між постачальниками та споживачами природного газу, підвищилася ефективність роботи систем газопостачання та забезпечилася їх стабільність і безпека.

Розроблені технології та алгоритми можуть бути використані для подальшого вдосконалення облікових систем у газовій галузі, що сприятиме загальному розвитку та інноваційності у сфері енергетики. Таким чином, робота зробила вагомий внесок у поліпшення існуючих методів та інструментів обліку природного газу на газорозподільчих станціях, що має значення для всієї галузі та кінцевих споживачів.

Виконано аналіз методів вимірювання витрати газу. Для вимірювання витрати газу обраний ультразвуковий метод.

Витрата газу повинна вимірюватися в одиницях об'ємної витрати, що зведені до стандартних умов ($P = 0,101325$ МПа, $T = 293,15$ °К)

Визначено вимоги до вимірювального комплексу, що входить до складу технологічних об'єктів вузлів обліку (технічних засобів, методів вимірювання витрати газу, автоматичного визначення витрати та об'ємної кількості газу, інформаційного обсягу системи обліку газу, метрологічного забезпечення).

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. *Подчашинський Ю. О.* Формулювання та аналіз та вимог до метрологічного забезпечення інформаційно-вимірювальної системи обліку газу / Ю. О. Подчашинський, В.Д. Тарарака, Л. О. Чепюк, Ю. О. Шавурський, Н.Ю. Мазурчук // *Технічна інженерія.* - 2021. - № 2(88). - С. 86-94.
2. *Мазурчук Н. Ю.,* Омельчук І.А., Чепюк Л.О. Ультразвуковий метод вимірювання витрати газу // *Тези Всеукраїнської науково-практичної on-line конференції здобувачів вищої освіти і молодих учених, присвяченої Дню науки, м. Житомир, 16–20, 26 травня 2022 року.* – Житомир : «Житомирська політехніка», 2022. – С. 60.
3. *Мазурчук Н. Ю.,* Подчашинський Ю.О., Чепюк Л.О. Оцінка похибки результатів вимірів об'ємної витрати газу *Тези XV міжнародної науково-практичної конференції «Інтегровані інтелектуальні робототехнічні комплекси (ІРТК-2022)» 17-18 травня 2022 р., Київ, Україна.* – К.: НАУ, 2022. с. 185-186.
4. *Чепюк Л.О.,* Омельчук І.А., Воронова Т.С., Шавурська Л.Й., Мазурчук Н.Ю. Математичні моделі для розрахунку витрат в інформаційно-вимірювальній системі обліку газу. *Технічна інженерія.* 2024. №1(93). С. 301-307.
5. *Подчашинський Ю. О.* Оцінка точнісних характеристик ультразвукового методу в інформаційно-вимірювальній системі обліку газу / Ю. О. Подчашинський, Л. О. Чепюк, І.А. Омельчук, Л.Й. Шавурська, Н.Ю. Мазурчук // *Технічна інженерія.* - 2022. - № 2(90). - С. 108-116.
6. *Андріїшин М. П.* Вимірювання витрати та кількості газу: Довідник / М. П. Андріїшин. – ІваноФранківськ: ПП “Сімик”, 2004. – 160 с.
7. *A.G.A. Report N.9. Measurement of Gas by Ultrasonic Meters Transmission Measurement Committee Operating Section American Gas Association, 1997.*
8. *Синько Д. О.* Використання приладів та систем вимірювання витрати газу на базі акустичних методів / Д. О. Синько, І. В. Коробко, В. О. Пташніченко // *Погляд у майбутнє приладобудування : матеріали наук.-практ. конф., Київ, 15—16 трав. 2018 р.* — [Б. м.].

9. Облік природного газу: довідник / [М. П. Андрійшин, О. М. Карпаш, Я.С. Марчук та ін.]. – Івано-Франківськ : ПП “Сімик”, 2008. – 180 с.

10. ISO 24062:2023 Measurement of fluid flow in closed conduits - Clamp-on ultrasonic transit-time meters for liquids and gases.

11. Пістун Є. С. Нормування витратомірів змінного перепаду тиску / Є. С. Пістун, Л. В. Лесовой. – Львів: В-во ЗАТ “Інститут енергоаудиту та обліку енергоносіїв”, 2006. – 576

12. Закон України “ Про забезпечення комерційного обліку природного газу ” від 21.12.2017 № 2260-VIII // Верховна Рада України. – Офіц. вид. – К.: Парлам. вид-во, 2018. – 28 с. – (Бібліотека офіційних видань)

13. Метрологія. Вузли автоматизованого обліку об’єму природного газу на базі лічильників газу з вимірювальними комплексами. Програма і методика державної метрологічної атестації : МДУ 010/03 – 2001.

14. Сучасні підходи до вимірювання об’єму та об’ємної витрати природного газу / І. В. Щупак [та ін.] // Нафтогазова галузь України. — 2014. — № 5

15. ISO/TR 12765:1998(E) Measurement of fluid flow in closed conduits - Methods using transit-time ultrasonic flowmeters. Technical report

16. A.G.A. Report N.9. Measurement of Gas by Ultrasonic Meters Transmission Measurement Committee Operating Section American Gas Association, 1997

17. Сучасні підходи до вимірювання об’єму та об’ємної витрати природного газу / І. В. Щупак [та ін.] // Нафтогазова галузь України. — 2014. — № 5.

18. Zuckerwar A. J. Handbook of the speed of sound in real gases / Allan J. Zuckerwar. — [Б. м.] : Academic Press, 2002. — 1000 с.

19. Ультразвуковий витратомір [Електронний ресурс] : пат. 40819 Україна : G01F1/66 / Ю. Г. Мельниченко. — № u200813781 ; заявл. 01.12.2008 ; опубл. 27.04.2009. — Режим доступу: <https://sis.ukrpatent.org/uk/search/detail/272279>

20. Ультразвуковий витратомір [Електронний ресурс] : пат. 99227 Україна : G01F1/66 / Й. Й. Білинський. — № u201413183 ; заявл. 08.12.2014 ; опубл. 25.05.2015. — Режим доступу: <https://sis.ukrpatent.org/uk/search/detail/629732>

21. Gas Supply Diversification for the EU (2017), available at: [http://www.ewi.research"scenarios.de/cms/wp"content/uploads/2016/10/Options"for"Gas" Supply"Diversification.pdf](http://www.ewi.research).

22. Gudmundsson J.S. Natural Gas Hydrate an Alternative to Liquefied Natural Gas (Електронний ресурс) / J.S. Gudmundsson, A.Borrehaug. – Trondheim, 2006, January – Режим доступу: <http://www.ipt.unit.no/~jsg/forskning/hydrater>.

23. Gudmundsson J.S. Hydrate non-pipeline technology for transport of natural gas (Електронний ресурс). – Режим доступу: http://www.igu.org/html/wgc 2003/WGCPdffiles/10056_1046347297_14776_1.pdf.

24. Gudmundsson J.S. Storing Natural Gas as Frozen Hydrate/J.S. Gudmundsson, M.Parlactuna, A.A.Khokhar // SPE Production & Facilities, 2004, 9 No.1 (Feb.). Pp.69,73.

25. Seungyong Chang Comparing Exploitation and Transportation Technologies for Monetisation of Offshore Stranded Gas (Електронний ресурс). – Режим доступу: <http://www.onepetro.org/mslib/servlet/onepetroreview?id=00068680>.

26. BP (British Petroleum). Renewable energy generation in the world [Електронний ресурс] / BP (British Petroleum) // Our World in Data. — Режим доступу: <https://ourworldindata.org/grapher/modern-renewable-energy-consumption>.

27. BP (British Petroleum). Fossil fuel consumption by type in the world [Електронний ресурс] / BP (British Petroleum) // Our World in Data. — Режим доступу: <https://ourworldindata.org/grapher/fossil-fuel-consumption-by-type>.

28. ДСТУ-Н РМГ 62:2006 "Забезпечення ефективності вимірювань під час керування технологічними процесами. Оцінювання похибки вимірювань при обмеженій вихідної інформації".