

Ю.О. Подчашинський, д.т.н., проф.

В.Д. Тарарака, доц.

Л.О. Чепук, к.т.н.

Ю.О. Шавурський, к.т.н., доц.

Н.Ю. Мазурчук, студентка

Державний університет «Житомирська політехніка»

## Формулювання та аналіз вимог до метрологічного забезпечення інформаційно-вимірювальної системи обліку газу

*Застосування інформаційно-вимірювальних систем у нафтогазовій галузі допомагає покращити комерційний облік витрати газу, що подається споживачам з метою забезпечення взаєморозрахунків із споживачами. Газорозподільні станції (ГРС) є одними з основних об'єктів магістральних газопроводів. Газорозподільні станції призначені для виконання таких операцій: приймання газу з магістрального газопроводу; очищення газу від механічних домішок; зниження тиску до заданої величини; автоматична підтримка тиску на заданому рівні; розподіл газу по споживачах; вимірювання кількості газу. Крім того, на газорозподільній станції здійснюється вторинна одоризація газу. Незалежно від пропускну здатності, кількості споживачів, тиску на вході і виході, характеру зміни навантаження (витрати газу) технологічна схема газорозподільної станції складається з таких основних вузлів: схема підключення ГРС до газопроводів, очищення газу, регулювання тиску, вимірювання витрати газу і контроль-но-вимірювальних приладів (КВП), одоризації газу. Вузол вимірювання витрати та кількості природного газу (далі вузол обліку газу) призначений для вимірювання, реєстрації результатів вимірювань і розрахунків обсягу газу, зведеного до стандартних умов, а також за необхідності визначення його показників якості, враховуючи компонентний склад, щільність, вологість, питому теплоту згоряння. Виконано аналіз різних типів витратомірів та обрано ультразвуковий витратомір.*

**Ключові слова:** інформаційно-вимірювальна система; газорозподільна станція; вузол обліку газу; витратомір; вимірювання витрат газу.

**Актуальність теми.** Застосування інформаційно-вимірювальних систем у нафтогазовій галузі допомагає покращити комерційний облік витрати газу, що подається споживачам з метою забезпечення взаєморозрахунків із споживачами.

**Аналіз останніх досліджень і публікацій, на які спираються автори.** Принцип роботи газорозподільних станцій розглянуто у роботі Земенкова, Ю.Д., Федорова Л.Я., Васильєва, Г.Г. [1]. Методи обліку природного газу розглянуто у роботах Андрійшина, М.П., Пістуна Є.С. [2, 3]. Методи і засоби виміру природного газу розглянуто у таких роботах: Кремлевський П.П. [4, 5]. Хансуваров К.І. [6], Близнюк В.І. [7] та ін.

**Метою статті** є аналіз структури та формулювання вимог до метрологічного забезпечення інформаційно-вимірювальної системи обліку газу.

**Викладення основного матеріалу.** Газорозподільні станції є одними із основних об'єктів магістральних газопроводів. ГРС призначені для подачі газу населеним пунктам, промисловим підприємствам та іншим споживачам у заданій кількості, з певним тиском, необхідним ступенем очищення, одоризації і вимірюванням витрати газу [1].

Основними функціями ГРС є очищення газу від механічних домішок і рідких фракцій, підігрів газу перед редукуванням (регулювання тиску, вимірювання витрати газу) з метою запобігання утворення гідратів, зниження високого тиску газу, що надходить від магістрального газопроводу, методом редукування, і підтримка тиску на виході ГРС в необхідних споживачам межах, одоризації газу – надання газу специфічного запаху з метою гарантування безпеки експлуатації населенням, комерційний облік витрати газу, що подається споживачам з метою забезпечення взаєморозрахунків із споживачами.

Газорозподільні станції призначені для виконання таких операцій: приймання газу з магістрального газопроводу; очищення газу від механічних домішок; зниження тиску до заданої величини; автоматична підтримка тиску на заданому рівні; розподіл газу по споживачах; вимірювання кількості газу. Крім того, на ГРС здійснюється вторинна одоризація газу. Незалежно від пропускну здатності, кількості споживачів, тиску на вході і виході, характеру зміни навантаження (витрати газу) технологічна схема ГРС складається з таких основних вузлів: підключення ГРС до газопроводів, очищення газу, регулювання тиску, вимірювання витрати газу і контроль-но-вимірювальних приладів (КВП), одоризація газу [1].

Надійне і безпечне функціонування газорозподільних станцій гарантує безперебійну подачу газу споживачам. З метою забезпечення надійності та безпеки роботи ГРС стратегічно важливим є розробка заходів, спрямованих на автоматизацію виробництва, зведення до мінімуму негативного впливу людського фактора і переведення станцій в автоматизовані виробничі ланки. Це необхідно для оптимального управління режимами роботи технологічного обладнання ГРС, своєчасного виявлення і ліквідації відхилень, попередження аварійних ситуацій і помилкових дій персоналу [1].

Вузол вимірювання витрати та кількості природного газу (далі вузол обліку газу) призначений для вимірювання, реєстрації результатів вимірювань і розрахунків обсягу газу, зведеного до стандартних умов, а також за необхідності визначення його показників якості, враховуючи компонентний склад, щільність, вологість, питому теплоту згоряння [2].

Вузол обліку газу (ВОГ) побудований за схемою: кран керований, випрямляч струменя, пристрій звуження потоку швидкоз'ємний, кран ручний [3].

На всіх нитках реалізований один і той же спосіб вимірювання витрати газу, заснований на методі змінного перепаду, тобто вимірювальним пристроєм (ВП) є комплект, що складається з пристрою звуження швидкоз'ємного і багатопараметричного перетворювача типу MVS205P. Сигнал з перетворювача передається на обчислювач FloBoss-407, призначений для перетворення вимірювальних сигналів в обчислення витрати та кількості вимірюваного середовища. Всі обчислювачі підключені по послідовному інтерфейсу RS-485, використовуючи протокол Modbus до центрального контролера концентратора ROC 809. До ROC 809 так само з цього протоколу підключений газовий хроматограф M700. Структурна схема вузла обліку газу наведена на рисунку 1 [4].

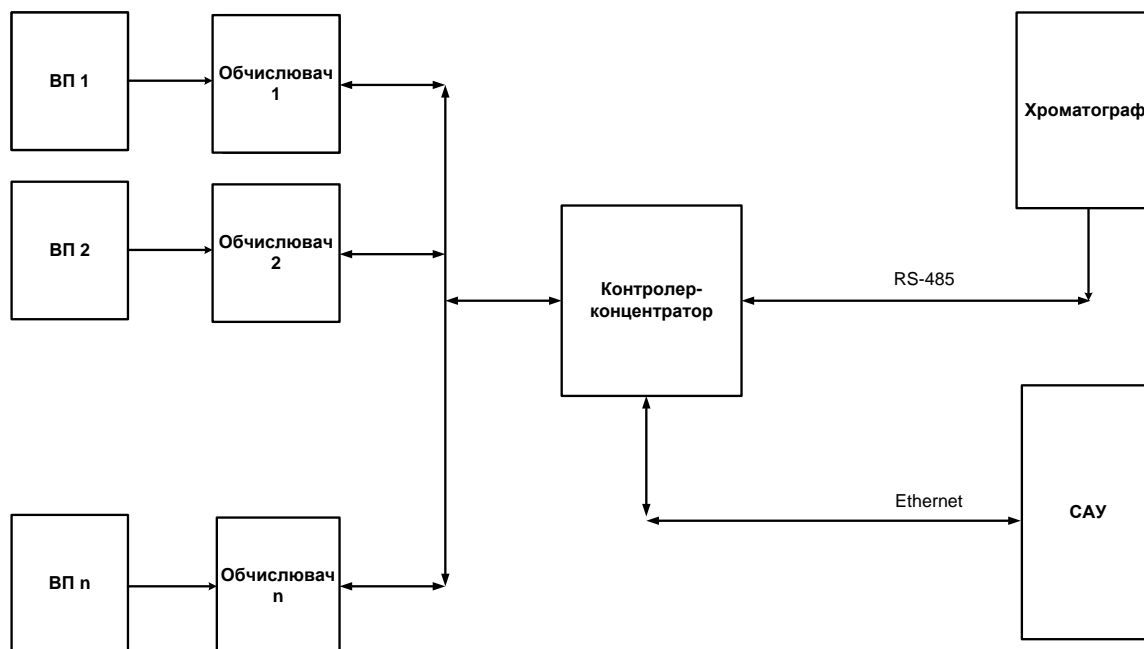


Рис. 1. Структурна схема вузла обліку газу

Перетворювач MVS205P проводить вимірювання робочого тиску і перепаду тиску, створюваного на пристрої звуження потоку, і так само температури вимірюваного середовища за допомогою окремого термоперетворювача опору Pt100.

Електроніка перетворювача переводить сигнал від змінної тиску безпосередньо в цифрову форму, що дозволяє здійснювати точну корекцію і компенсацію. Необроблений сигнал температури перетворюється в цифровий формат інтерфейсною платою. Мікропроцесор здійснює лінеаризацію і корекцію необроблених сигналів тиску (що надходять від сенсора) з використанням даних характеристики, що зберігаються в енергонезалежній пам'яті.

Схема інтерфейсу дозволяє багатопараметричному сенсору з'єднуватися і здійснювати цифровий обмін інформацією з контролером FloBoss по послідовному інтерфейсу EIA-485 (RS-485) з використанням протоколу Modbus.

Контролер ROC 809 по Ethernet, використовуючи протокол Modbus, підключений до САУ. ROC 809 і проводить збір даних про витрату газу на кожній нитці, коригування залежно від складу газу (дані з хроматографа) і передає зібрану інформацію на САУ.

Блок-схема алгоритму опитування датчика тиску зазначена на рисунку 2. При включенні починається ініціалізація показань датчика. Далі йде перевірка на достовірність даних. Потім йде масштабування показань датчика тиску. Виконується перевірка на зміни тиску. Якщо тиск не змінився, завершується робота програми, якщо тиск змінився, то йде формування та надсилання пакета даних і виводиться інформація на дисплей. При цьому йде перевірка уставок на допустимі й аварійні.

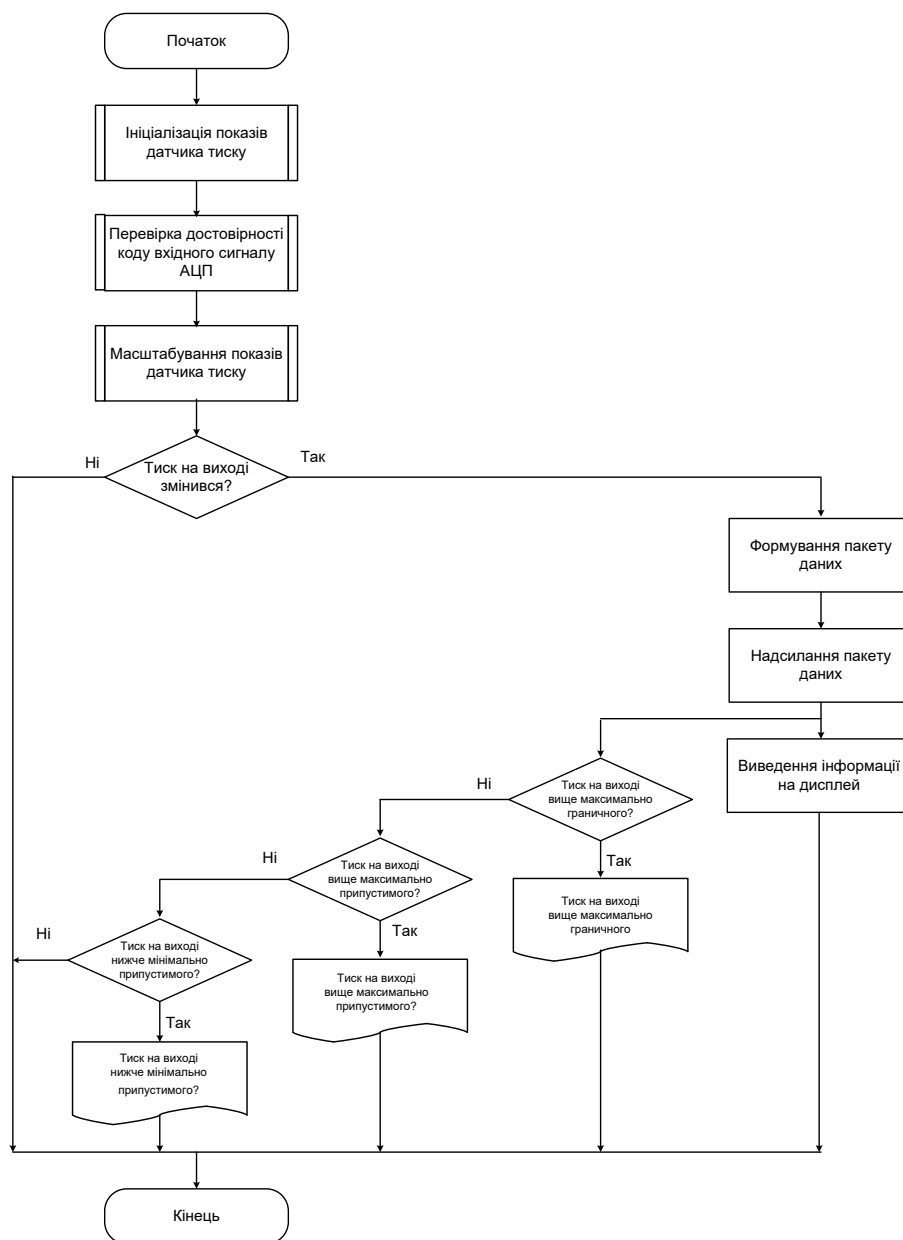


Рис. 2. Блок-схема алгоритму опитування датчика тиску

Головною вимогою до системи обліку є діапазон вимірювання витрати газу. Вимоги до вузла обліку газу наведено в таблиці 1.

Таблиця 1

Вимоги до вузла обліку газу

Характеристика	Значення
Діапазон робочого тиску, кгс/см <sup>2</sup>	0...6
Діапазон вимірювання витрати, м <sup>3</sup> /год	0...5100
Діаметр трубопроводу, мм	200
Температура навколишнього середовища, °С	-40...50

### Аналіз методів вимірювання витрати

На даний момент на всіх нитках вимірювання витрати газу проводиться за принципом змінного перепаду. Недоліки існуючої автоматизованої системи: на вузлі обліку газу фіксуються неправильні показники витрати. Причина в тому, що споживач має стабільно витрачати газ по заздалегідь передбаченому плану і влітку, і взимку. Але якщо газ влітку практично не споживається, то це витрата часто виходить за встановлені нижні межі, що призводить до неврахованої кількості газу, а отже, до економічних втрат.

У результаті вивчення способів комерційного обліку газу можна виокремити такі засоби вимірювання:

1) ультразвуковий витратомір.

Існує велике різноманіття приладів для вимірювання витрати. Однак найбільш ефективно це завдання вирішується з використанням ультразвукових витратомірів, оскільки не порушується цілісність трубопроводу (при використанні накладних датчиків) і в газовий потік не вноситься ніяка перешкода.

У даний час найбільшого поширення набули ультразвукові витратоміри двох типів:

- витратоміри, в яких використовується той факт, що швидкість поширення ультразвукової хвилі  $C$  в рухомому середовищі є векторною сумою, яка залежить від швидкості потоку;

- витратоміри, засновані на ефекті Доплера, що має місце при відображенні ультразвукової хвилі від деякого відбивача або групи відбивачів, що рухаються в потоці рідини.

У витратомірах, що належать до першої групи, відхилення величини  $C$  визначаються шляхом непрямих вимірювань таких величин: різниці часів  $\Delta t$  (час-імпульсний метод) проходження ультразвукових імпульсів по потоку і проти нього.

Структурну схему ультразвукового витратоміра наведено на рисунку 3. Ультразвуковий час-імпульсний витратомір містить два електроакустичних перетворювача (ЕП), що вмонтовуються з зовнішньої сторони трубопроводу по Z-схемі або V-схемі, і електронний блок, виконаний на базі мікропроцесора [4].

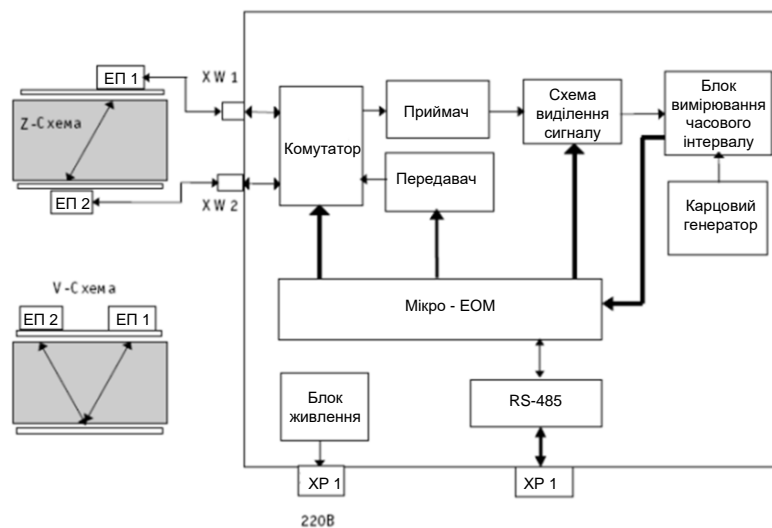


Рис. 3. Структурна схема ультразвукового витратоміра

Цикл вимірювання, ініційований мікро-ЕОМ, починається з вибору одного з напрямків випромінювання ультразвукового імпульсу (наприклад, по потоку), що досягається установкою комутатора прийом-передача у відповідне положення. При цьому ЕП2 випромінює сигнал, а ЕП1 приймає його. Прийнятий сигнал через комутатор надходить на схему виділення корисного сигналу, де посилюється і фільтрується від перешкод. Тут же приймається рішення про наявність чи відсутність сигналу, що дозволяє уникнути помилкових вимірювань при зникненні ультразвукових коливань, наприклад, при спустошенні трубопроводу. Визначення часу поширення сигналу здійснюється в блоці вимірювання тимчасових інтервалів, з виходу якого оцінка надходить в мікро-ЕОМ. Далі по команді мікро-ЕОМ напрямок випромінювання змінюється на протилежний і повторюється описана процедура вимірювання часу поширення сигналу тепер уже проти потоку.

На цьому цикл вимірювання завершується, і мікро-ЕОМ здійснює розрахунок поточного значення витрати відповідно до вираження.

Перевагою таких витратомірів є широкий динамічний діапазон 100:1, вони забезпечують вимірювання витрати газу без істотних втрат тиску. Зараз такі витратоміри знайшли широке застосування на підприємствах нафтогазового комплексу та добре зарекомендували себе, як надійні і

точні пристрої. Однак точність таких витратомірів залежить від швидкості газового потоку. Так само вони мають серйозні вимоги за характером потоку газу. Найістотнішим обмеженням з використання таких витратомірів є висока вартість (1,5–2 млн грн);

### 2) турбінний витратомір.

Турбінні витратоміри призначені для вимірювання об'єму газу, що пройшов через них за робочих умов в одиницях об'єму. Схема турбінного витратоміру наведена на рисунку 4. Потік газу обертає крильчатку турбіни, кутова швидкість якої лінійно залежить від витрати газу. Обертання турбіни через магнітну муфту передається на відліковий пристрій, який підсумовує число обертів турбіни і показує кількість газу, що пройшов через витратомір.

Перевагою витратоміра є малі габарити і вага, відносно невисока вартість, відносно низька чутливість до пневмоударів, значний діапазон вимірювання витрати (20:1), стабільність коефіцієнта перетворення [5].

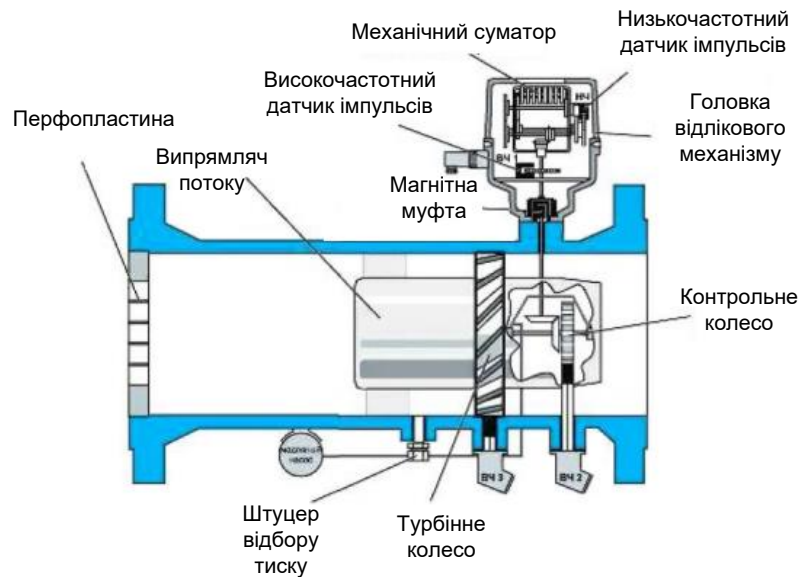


Рис. 4. Турбінний витратомір

До недоліків можна зарахувати чутливість до спотворень потоку на вході і виході витратоміра, непрацездатність при мінімальних витратах, підвищена похибка під час вимірювання пульсуючих потоків вимірюваного середовища. Також істотним недоліком такого витратоміра є висока чутливість до запиленості газу, в результаті чого можлива передчасна відмова витратоміра. По монтажу цей витратомір вимагає врізки в технологічний трубопровід;

### 3) ротаційний витратомір.

Широке застосування в практиці трубопровідного транспорту нафти і газу при невеликій продуктивності мають ротаційні витратоміри. У них потік середовища, що транспортується, розділяється на порції за допомогою механічного способу. Поділ на порції здійснюється за допомогою ексцентрично укріплених обертових лопатей або шестерень, рухомих ротором. У процесі руху в певні моменти часу утворюються вимірювальні камери, розмір яких виведений з високим ступенем точності. Кількість порцій в одиницю часу, пропущених через камери, визначається частотою обертання ротора. Недоліком такого витратоміра є висока чутливість до запиленості газу, в результаті чого можлива передчасна відмова витратоміра [5].

Схему роботи ротаційного витратоміра наведено на рисунку 5. За один оборот роторів (2), розташованих в корпусі (1), витісняється чотири заштрихованих обсяги. У процесі роботи вимірювальна камера, утворена простором між ротором і корпусом, періодично заповнюється газом і спорожняється. Обертання роторів через коробку передач редукується і через магнітну муфту передається на електронний блок.

Такий витратомір має достатній динамічний діапазон. Недоліком такого витратоміра є висока чутливість до запиленості газу (навіть порівняно з турбінним витратоміром), в результаті чого можлива передчасна відмова витратоміра.

Зважаючи на малий діапазон вимірювання витрати, монтаж вимагає внесення додаткової байпасної лінії (лінії відведення) з нитки малої витрати. Це дозволить при низькій витраті переходити на ротаційний витратомір, при збільшенні витрати – на звуження потоку. Таким чином, крім вартості витратоміра, з'явиться необхідність закупівлі і монтажу додаткових труб і запірної арматури.

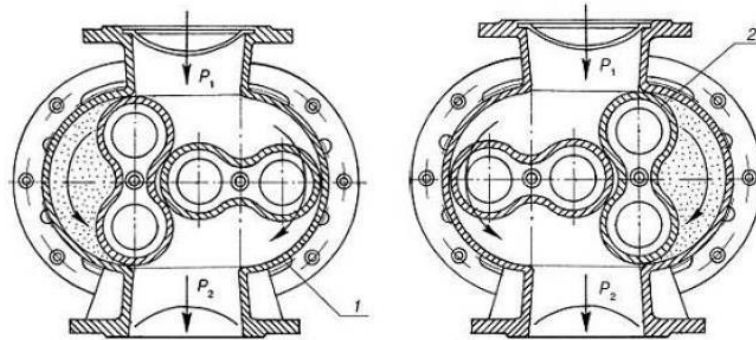


Рис. 5. Схема роботи ротаційного витратоміра

Якщо отримуваний газ має неприпустимо високий вміст пилу, то це не дозволяє використовувати цей витратомір;

4) метод змінного перепаду тиску.

Найбільшого поширення серед методів вимірювання витрати отримав метод змінного перепаду тиску (або дросельний метод). Цей метод вимірювання застосовують для вимірювання витрати рідких і газоподібних середовищ, що протікають по трубопроводу круглого перерізу діаметром від 50 мм до 1000 мм за умови повного заповнення перерізу вимірюваним середовищем постійної в'язкості і щільності. Метод змінного перепаду тиску один з найбільш старих і найбільш вивчених методів вимірювання витрати рідких і газоподібних середовищ [2].

Залежно від конструкції і принципу дії первинного перетворювача вирізняють кілька видів вимірювань, але в основі кожного з них лежить залежність перепаду тиску, який створюється первинним перетворювачем від витрати рідини, що протікає. Найбільшого поширення набули засоби вимірювання, що отримали назву «діафрагми».

Перевагами цього методу вимірювання є порівняльна простота і компактність вимірювальних пристроїв; точність вимірювання фізичної величини; висока стабільність вимірювання; висока надійність роботи; невисокі вимоги до довжин прямолінійних ділянок; можливість дистанційної передачі даних. Це, також можливість непрямого градування та повірки стандартизованих первинних перетворювачів – звужуючих пристроїв, що реалізують метод, їх простота і надійність, серійність випуску вторинних перетворювачів – дифманометрів, обумовлює його надзвичайно широке (порівняно з іншими) використання на практиці промислових вимірювань витрати.

Недоліки: вплив точності установки пристрою звуження на якість вимірювання; необхідність періодичної ревізії пристроїв звуження потоку; необхідність введення поправок на температуру і тиск вимірюваного середовища; втрати тиску в водоводі через конструктивні особливості первинного перетворювача; відносно короткий міжповірочний інтервал; невеликий діапазон виміру. І разом з тим в основі цього суто гідродинамічного методу лежать настільки складні фізичні процеси деформації потоків, настільки велика кількість неконтрольованих факторів впливає на характер цих процесів, що застосування його в даний час обмежене областями, де потрібна дуже низька точність вимірювань, хоча можливості його «метрологічного вдосконалення» ще не вичерпані.

Проаналізувавши перераховані вище способи вимірювання, пропонується використання ультразвукового витратоміра.

#### Технічні вимоги до вимірювального комплексу

Вимірювальний комплекс (ВК) входить до складу технологічних об'єктів вузлів обліку. Вимірювальний комплекс забезпечує проведення облікових операцій і належить до сфери здійснення державного метрологічного нагляду і контролю [8].

Вся невибухознахищена вторинна апаратура вимірювального комплексу має бути розміщена в службово-експлуатаційному блоці (серверна / приміщення контрольно-вимірювальних приладів і автоматики (КВП і А). Первинні перетворювачі, безпосередньо встановлювані у вибухонебезпечних зонах, повинні мати відповідні сертифікати на вибухонебезпечних зонах [9].

У серверній / приміщенні КВП і А має бути забезпечено підтримання температури навколишнього повітря  $20 \pm 5$  °С.

Вимірювальний комплекс без зупинки роботи має забезпечувати:

- безперервне вимірювання витрати та кількості природного газу з урахуванням його якісних характеристик;
- обробку, зберігання і надання інформації, реєстрацію результатів вимірювання і передачу даних на верхній рівень;
- можливість демонтажу (за необхідності) первинних перетворювачів;

- компенсацію теплових деформацій, що виключають появу механічної напруги в вимірювальних трубопроводах, вхідних і вихідних трубопроводах;
- сигналізацію в разі переходу значень вимірюваних параметрів за допустимі межі.

Технічні засоби в складі ВК, органи управління, канали вимірів / передачі даних, за допомогою яких можна впливати на результати вимірювань, повинні мати передбачену технічну можливість для опломбування.

Комплекс програмно-технічних засобів автоматизації вимірювального комплексу (система телеметрії) має бути сумісний з технічними засобами приймаючої організації.

#### **Вимоги до комплексу технічних засобів**

Вимірювальні комплекси мають оснащуватися комплексом технічних засобів автоматизації, який повинен забезпечувати автоматичне визначення витрати та об'ємної кількості природного газу, для проведення облікових операцій між постачальником і споживачем газу, а також проведення подальших розрахунків і можливого арбітражу.

Загальні характеристики застосовуваного обладнання:

- допустима відносна похибка вимірювання витрати газу не більше  $\pm 2,0$  %;
- наявність архіву годинних вимірюваних і обчислюваних параметрів не менше ніж на 45 діб;
- наявність журналу подій (позаштатних ситуацій) з глибиною не менше 45 діб;
- обчислювачі (коректори) повинні мати інтерфейси зв'язку RS-232, RS-485 або обидва, або один з них;
- у ВК вузла обліку газу має бути забезпечена самодіагностика працездатності системи і стану вимірювань, захист від несанкціонованого доступу та втручання у роботу ВК;
- при відмові датчиків витрати (обсягу), тиску або температури, також при виході вимірюваних величин за межі нормованих діапазонів вимірювань перелічених вище датчиків, обчислювач (коректор) ВК має забезпечувати можливість підстановки в розрахунки узгоджених із постачальником газу умовно-постійних значень тиску, температури і витрати для приведення об'ємної витрати газу, що споживається, до стандартних умов;
- застосування датчиків тиску зі стандартним струмовим виходом 4–20 мА;
- манометри, що застосовуються, мають бути обрані з такою шкалою, щоб межа вимірювання робочого тиску знаходилась у другій третині шкали;
- стрілка манометра в робочому положенні і за відсутності тиску не має відхилитися від нульової позначки більш ніж на 0,5 значення допустимої похибки для даного приладу;
- компоненти нижнього рівня повинні мати ступінь захисту від впливу навколишнього середовища IP54 по ІЕС 60529,
- компоненти нижнього рівня мають бути розраховані на експлуатацію у вибухонебезпечних зонах приміщень класів В-1а, В-1г (ПУЕ), де можливе утворення вибухонебезпечних сумішей категорій ПА, ПІВ груп Т1-Т3;
- за стійкістю до впливу кліматичних факторів комплекс технічних засобів, що встановлюється на об'єктах газорозподільних мереж, повинен відповідати третій групі за ДСТУ 8281:2015 для засобів обчислювальної техніки.

Комплекс технічних засобів вимірювального комплексу має забезпечувати роботу без постійного обслуговуючого персоналу.

Обладнання та прилади (лічильник-витратомір, перетворювачі температури і тиску), що встановлюються у вибухонебезпечній зоні, мають забезпечувати можливість експлуатації у вибухонебезпечних приміщеннях класу В-1а і зовнішніх установках класу В-1г.

Устаткування (обчислювач / коректор, засоби телеметрії), яке встановлюється в серверній / приміщенні КВП і А, повинно забезпечувати працездатність:

- за температури навколишнього повітря в діапазоні від 10 до 50 °С;
- за відносної вологості, при 35 °С, не більше 98 %.

Основне живлення комплексу технічних засобів має здійснюватися від мережі однофазного змінного струму з такими 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 має автоматично підключатися до джерела безперебійного електроживлення, що забезпечує автономну роботу ВК протягом 24 годин.

Перехід на джерело безперебійного електроживлення має здійснюватися автоматично, без порушення роботи вимірювального комплексу.

#### **Вимоги до методів вимірювання витрати газу**

Для вимірювання витрати газу обрано ультразвуковий метод.

При ультразвуковому методі вимірювання слід керуватися ГОСТ 8.611-2013 [10].

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

Конструкція вимірювальних ліній має забезпечувати компенсацію температурних напружень прямих ділянок.

Всі засоби вимірювання повинні мати відповідні сертифікати.

Вибір арматури і матеріалів ВОГ (вузол обліку газу) має виконуватися з урахуванням максимального робочого тиску, максимальних і мінімальних температур, в яких знаходиться ВОГ у процесі експлуатації.

На ВОГ має бути передбачена теплоізоляція, для:

- ділянок трубопроводів вимірювальної лінії між термометром і витратоміром разом з прилеглими до нього вище і нижче по потоку ділянками довжиною, рівною не менше п'яти внутрішніх діаметрів трубопроводу;

- частини перетворювача температури, яка виступає над трубопроводом.

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

#### **Вимоги до автоматичного визначення витрати та об'ємної кількості газу**

Вимірювання і облік кількості газу на вимірювальному комплексі має проводитися за методиками виконання вимірювань, атестованих у встановленому порядку і підтримуваних програмним забезпеченням (ПЗ) коректора.

Кожен вимірювальний комплекс, що забезпечує визначення витрати газу з ультразвукового методу вимірювання, відповідно до [10], має містити:

- 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 листів;
- основна приведена похибка вимірювання (враховувати гістерезис і нелінійність) – в межах  $\pm 0,25$  %;
- нестабільність статичної характеристики – не вище  $0,1$  % за рік;

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

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

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

**Висновки та перспективи подальших досліджень.** Впровадження сучасних інформаційно-вимірювальних систем обліку природного газу дозволить уникнути неврахованої кількості газу у випадку, коли витрата газу виходить за встановлені нижні межі, що означає скорочення економічних втрат.

#### **Список використаної літератури:**

1. Газонаполнительные и газораспределительные станции : учеб. пособ. / Ю.Д. Земенков, Л.Я. Федорова, Г.Г. Васильев и др. – Тюмень, 2003 – 336 с.
2. Облік природного газу : довідник / М.П. Андрійшин, О.М. Карнаш, Я.С. Марчук та ін. – Івано-Франківськ : ПП «Сімик», 2008. – 180 с.
3. Пістун Є.С. Нормування витратомірів змінного перепаду тиску / Є.С. Пістун, Л.В. Лесовой. – Львів : Інститут енергоаудиту та обліку енергоносіїв, 2006. – 576 с.
4. Кремлевский П.П. Расходомеры и счетчики количества веществ : справочник. Кн. 2 / П.П. Кремлевский ; под общ. ред. Е.А. Шорникова. – СПб. : Политехника, 2004. – 412 с.
5. Кремлевский П.П. Расходомеры и счетчики количества : справочник / П.П. Кремлевский. – Л. : Машиностроение, 1989. – 701 с.
6. Хансуваров К.И. Техника измерения давления, расхода, количества и уровня жидкости, газа и пара / К.И. Хансуваров, В.Г. Цейтлин. – М. : Изд-во стандартов, 1990. – 287 с.
7. Ультразвуковые расходомеры и система учета на их основе / В.Близнюк, В.Костылев, В.Сорокопуть и др. // Современные технологии автоматизации. – М. : СТА-Пресс, 1998. – № 2. – С. 56–57.
8. Про забезпечення комерційного обліку природного газу : Закон України від 21.12.2017 № 2260-VIII // Верховна Рада України. – К. : Парлам. вид-во, 2018. – 28 с.
9. Метрологія. Вузели автоматизованого обліку об'єму природного газу на базі лічильників газу з вимірювальними комплексами. Програма і методика державної метрологічної атестації : МДУ 010/03. – 2001.
10. ГОСТ 8.611-2013. Государственная система обеспечения единства измерений. Расход и количество газа. Методика (метод) измерений с помощью ультразвуковых преобразователей расхода.



**References:**

1. Zemenkov, Yu.D., Fedorova, L.Ya., Vasil'ev, G.G. et al. (2003), *Gazonapolnitel'nye i gazoraspreditel'nye stantsii*, ucheb. posob., Tyumen', 336 p.
2. Andrii'shyn, M.P., Karpash, O.M., Marchuk, Ja.S. et al. (2008), *Oblik pryrodnogo gazu*, dovidnyk, PP «Simyk», Ivano-Frankivs'k, 180 p.
3. Pistun, Je.S. and Lesovoj, L.V. (2006), *Normuvannja vytratimiriv zminnogo perepadu tysku*, Instytut energoaudytu ta obliku energonosii'v, L'viv, 576 p.
4. Kremlevskii, P.P. (2004), *Raskhodometry i schetchiki kolichestva veshchestv*, spravochnik, Kn. 2, in Shornikova, E.A. (ed.), Politehnika, SPb., 412 p.
5. Kremlevskii, P.P. (1989), *Raskhodometry i schetchiki kolichestva*, spravochnik, Mashinostroenie, L'vov, 701 p.
6. Khansuvarov, K.I. and Tseitlin, V.G. (1990), *Tekhnika izmereniya davleniya, raskhoda, kolichestva i urovnya zhidkosti, gaza i para*, Izd-vo standartov, M., 287 p.
7. Bliznyuk, V., Kostylev, V., Sorokoput, V. et al. (1998), «Ul'trazvukovye raskhodometry i sistema ucheta na ikh osnove», *Sovremennye tekhnologii avtomatizatsii*, STA-Press, M., No. 2, pp. 56–57.
8. Verhovna Rada Ukrainy (2018), *Pro zabezpechennja komercijnogo obliku pryrodnogo gazu*, Zakon Ukrainy vid 21.12.2017 No. 2260-VIII, Parlam. vyd-vo, K., 28 p.
9. *Metrologija. Vuzly avtomatyzovanogo obliku ob'jemu pryrodnogo gazu na bazi lichyl'nykh gazu z vymirjuval'nymy kompleksamy. Programa i metodyka derzhavnoi' metrologichnoi' atestacii'* (2001), MDU 010/03.
10. *GOST 8.611-2013. State system for ensuring the uniformity of measurements. Flow rate and quantity of gas. Technique (method) of measurements by ultrasonic meters*

**Подчашинський** Юрій Олександрович – доктор технічних наук, професор, завідувач кафедри метрології та інформаційно-вимірювальної техніки Державного університету «Житомирська політехніка».

<http://orcid.org/0000-0002-8344-6061>.

Наукові інтереси:

- комп'ютеризовані інформаційно-вимірювальні системи;
- цифрова обробка сигналів і відеозображень;
- системний аналіз складних технічних систем.

**Тарарака** Валерій Дмитрович – доцент, доцент кафедри метрології та інформаційно-вимірювальної техніки Державного університету «Житомирська політехніка».

Наукові інтереси:

- комп'ютеризовані інформаційно-вимірювальні системи;
- системний аналіз складних технічних систем.

**Чепюк** Ларіна Олексіївна – кандидат технічних наук, доцент кафедри метрології та інформаційно-вимірювальної техніки Державного університету «Житомирська політехніка».

<http://orcid.org/0000-0002-8072-8186>.

Наукові інтереси:

- комп'ютеризовані інформаційно-вимірювальні системи;
- цифрова обробка сигналів і відеозображень;
- системний аналіз складних технічних систем;
- системи стабілізації.

**Шавурський** Юрій Олександрович – кандидат технічних наук, доцент, доцент кафедри автоматизації та комп'ютерно-інтегрованих технологій ім. проф. Б.Б. Самотокіна Державного університету «Житомирська політехніка».

<http://orcid.org/0000-0002-4590-4156>.

Наукові інтереси:

- комп'ютеризовані інформаційно-вимірювальні системи;
- цифрова обробка сигналів і відеозображень;
- системний аналіз складних технічних систем.

**Мазурчук** Надія Юріївна – студентка групи МТ-2 Державного університету «Житомирська політехніка».

Наукові інтереси:

- комп'ютеризовані інформаційно-вимірювальні системи;
- системний аналіз складних технічних систем.

Стаття надійшла до редакції 20.10.2021.