

Процедура проведення оцінки відповідності автоматизованих систем контролю та обліку енергії природного газу

О.А. Бас

ДП "Івано-Франківськстандартметрологія", вул. Вовчинецька, 127, 76006, Івано-Франківськ, Україна
alexandr.sanya@gmail.com

Анотація

Проведено аналіз нормативних та технічних вимог до побудови автоматизованих систем контролю і обліку енергії природного газу. Наведено типові схеми систем обліку енергії газу (газовимірювальних станцій). Для зазначених систем приведено існуючі метрологічні вимоги щодо класів точності у нормативних документах. Розглянуто підходи проведення випробувань при оцінці відповідності. Розроблено процедуру проведення випробувань при оцінці відповідності систем обліку енергії газу із застосуванням модульного підходу. Обґрунтовано доцільність застосування класів точності А, В, С, D згідно з ДСТУ EN 1776 при оцінці відповідності. Описано етапи проведення випробувань та інспектувань монтажу давачів тиску, перепаду тиску, температури, лічильника, потокового хроматографа та обчислювача енергії. Аргументовано необхідність застосування для випробувань хроматографа каліброваних газових сумішей, компонентний склад яких відповідає газу, що транспортується. Наведено розрахунок максимально допустимої похибки автоматизованої системи контролю і обліку енергії природного газу для двох діапазонів об'ємної витрати газу, залежно від лічильника газу. Розглянуто варіанти розрахунку за умови створення нової системи обліку енергії газу та доукомплектування діючої системи обліку об'єму газу потоковим хроматографом.

Ключові слова: оцінка відповідності; газовимірювальні станції; облік газу; енергія газу; теплота згоряння.

Отримано: 13.12.2023

Відредаговано: 26.12.2023

Схвалено до друку: 28.12.2023

Вступ

Верховна Рада України прийняла Закон "Про внесення змін до деяких законів України щодо запровадження на ринку природного газу обліку та розрахунків за обсягом газу в одиницях енергії" [1]. Обґрунтуванням запровадження зазначеного Закону є необхідність визначення вартості природного газу з огляду на параметри його якості як товару (енергетичної цінності) та приведення параметрів природного газу на внутрішньому ринку до його параметрів на митному кордоні України з державами – членами Європейського Союзу. Необхідність Закону [1] продиктована виконанням ряду зобов'язань України відповідно до "Протоколу про приєднання України до Договору про заснування Енергетичного Співтовариства" [2] та Угоди про асоціацію між Україною та Європейським Союзом. Таким чином, облік та комерційні розрахунки за кількість природного газу в одиницях енергії є важливою передумовою інтеграції ринку природного газу України з ринком природного газу Європейського Союзу. Фактичне запровадження обліку газу в одиницях енергії передбачає імплементацію нормативних

документів Енергетичного Співтовариства у сфері енергетики. Також це буде суттєвим аргументом під час гармонізації Директиви Європейського Парламенту 2009/73/ЄС "Щодо спільних правил для внутрішнього ринку природного газу" [3].

Облік природного газу в одиницях енергії (кВт, МДж або ккал) дасть можливість споживачеві проводити об'єктивну оцінку власного енергоспоживання та, відповідно, енергозатрат. Застосування уніфікованих з електричною та тепловою енергією одиниць вимірювання безперечно підводить споживача до підвищення власного рівня енергоефективного використання енергії за рахунок здійснення аналізу та порівняння спожитої кількості енергії різних видів. Таким чином споживач матиме можливість здійснювати управління енергетичними ресурсами, застосовуючи елементи енергоменеджменту.

Запровадження комерційних розрахунків за газ в одиницях енергії відкриває перспективи до більш об'єктивного обліку в частині запровадження диференційованих платежів за "якісний/неякісний" природний газ. Показником "якості" природного газу є представницька

теплота згоряння або ж теплотворна здатність газу, яка, в свою чергу, є множником при визначанні енергії. Відповідно до Кодексу ГТС [4], значення вищої теплоти згоряння нормується в межах від 38,85 МДж/м³ (10,80 кВт·год/м³) до 41,10 МДж/м³ (11,42 кВт·год/м³) за стандартних умов температури згоряння 25 °С та температури вимірювання 0 °С, які зазначені в Законі [1]. Слід наголосити, що діапазон значень теплоти згоряння природного газу також повинен не суперечити вимогам, які мають бути визначені у Технічному регламенті природного газу. Наразі Міністерство енергетики підготувало проект Постанови Кабміну України про затвердження зазначеного Технічного регламенту. Відповідно до вимог зазначеного проекту Технічного регламенту передбачені випробування та процедура оцінки відповідності природного газу як об'єкта, який буде вводиться в обіг та надаватися на ринку (транспортуватися та постачатися споживачам) на території України.

Таким чином, для проведення торговельно-комерційних операцій облік природного газу в одиницях енергії повинен здійснюватися із застосуванням автоматизованих систем контролю і обліку енергетичних і матеріальних ресурсів, у тому числі енергії природного газу, які повинні пройти оцінку відповідності згідно з вимогами Технічного регламенту законодавчо регульованих засобів вимірювальної техніки [5] для надання на ринку та здійснення взаєморозрахунків між споживачем і постачальником, які є суб'єктами ринку природного газу у сфері законодавчо регульованої метрології.

Метою статті є розроблення процедури проведення випробувань при оцінці відповідності автоматизованої системи контролю і обліку енергії природного газу вимогам Технічного регламенту.

Отже, відповідно до статті 18 Закону [6], нормується визначення обсягу природного газу в одиницях енергії на ринку природного газу в один зі способів у такій пріоритетності:

1) шляхом вимірювання обсягу природного газу в одиницях енергії;

2) шляхом переведення обсягу природного газу в одиницях об'єму (кубічних метрах) в обсяг природного газу в одиницях енергії (кіловат-годинах), що визначається за відповідним маршрутом згідно з Кодексом газотранспортної системи та Кодексом газорозподільних систем.

Слід зазначити, що в маршруті описано та схематично зображено переміщення (транспортування) газу від точки/точок визначення фізико-хімічних показників (ФХП) газу до точок входу або точок виходу до/з газотранспортної системи з відображенням місць відбору проб ФХП природного газу та/або встановлення

автоматичних потокових приладів визначення ФХП газу.

Аналогічно, у Кодексі [4] встановлені нормативні вимоги щодо визначення обсягу енергії природного газу за допомогою автоматизованих систем контролю і обліку енергії природного газу – комерційних вузлів обліку газу (ВОГ). Обсяг енергії природного газу, що проходить через комерційний ВОГ, який розташований на маршруті, обладнаному потоковими ЗВТ визначення ФХП газу, може визначатися:

- в автоматичному режимі з використанням коректорів або обчислювачів об'єму газу з функцією розрахунку енергії природного газу, які отримують дані безпосередньо з потокових засобів (ЗВТ) визначення ФХП газу;

- у напівавтоматичному режимі з використанням спеціалізованих програм на основі середніх значень теплоти згоряння за годину з потокових ЗВТ визначення ФХП газу та об'єму газу за годину з коректорів/обчислювачів об'єму газу.

Обсяг енергії природного газу, що проходить через комерційний ВОГ, який розташований на маршруті, де визначення ФХП газу проводиться з використанням вимірювальних хіміко-аналітичних лабораторій (шляхом відбору проб), може визначатися:

- у напівавтоматичному режимі з використанням коректорів або обчислювачів об'єму газу з функцією розрахунку енергії природного газу на основі значення вищої теплоти згоряння, що вводиться до обчислювача/коректора з використанням спеціалізованих програм як умовно-постійний параметр, та об'єму газу за період розрахунку;

- у напівавтоматичному режимі з використанням спеціалізованих програм на основі значення вищої теплоти згоряння, що дорівнює останньому визначеному значенню вищої теплоти згоряння, та об'єму газу за годину з коректорів/обчислювачів об'єму газу (при цьому вищезгадане значення вищої теплоти згоряння використовується для розрахунку, починаючи з години, наступної за годиною, під час якої до обчислювача/коректора з використанням спеціалізованих програм внесені, як умовно-постійні, параметри значення густини газу, вмісту азоту та діоксиду вуглецю).

Відповідно до ДСТУ EN ISO 15112 [7] нормуються такі методи непрямого (на основі попередньо виміряних значень об'єму та теплоти згоряння газу) визначення енергії природного газу, зокрема: вимірювальна станція енергії природного газу (визначається як автоматизована система контролю і обліку або вузол обліку газу), на якій застосовуються в комплексі засоби вимірювання об'єму газу та потокові засоби визначення теплоти згоряння (рис. 1); вимірювальні станції, які передбачають тільки визначення об'єму газу

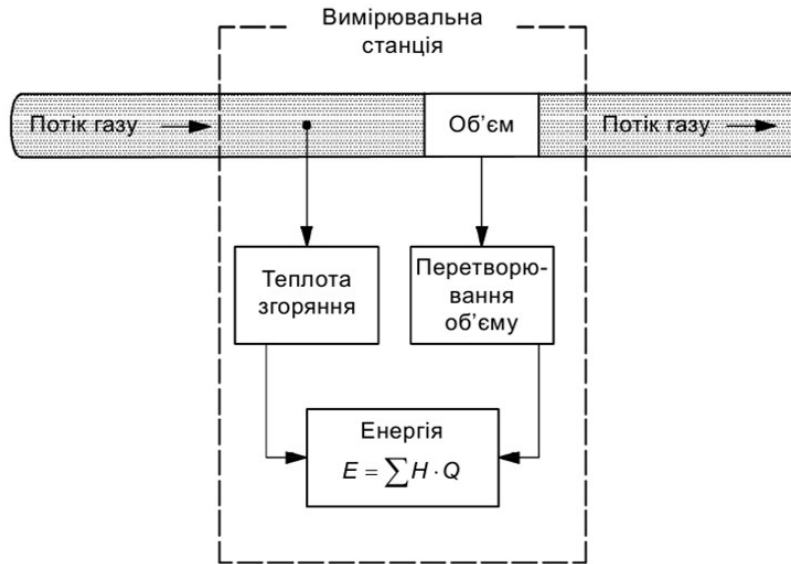


Рис. 1. Схема автоматизованої вимірювальної станції обліку енергії природного газу із застосуванням потокового засобу визначення теплоти згоряння газу

та відбір представницьких проб природного газу із розрахунком теплоти згоряння в лабораторії та визначання енергії на централізованій станції (рис. 2); розподілені вимірювальні станції, які вимірюють об'єм газу та теплоту згоряння поточковими засобами (рис. 3). До того ж у разі застосування схеми на рис. 3 представницьке значення теплоти згоряння може визначатися для декількох станцій вимірювання об'єму газу, які розташовані на маршруті, й бути основою для розрахунку енергії газу.

Крім того, згідно з ДСТУ EN 12405-2 [8] також рекомендовано застосовувати одну із

двох типів систем перетворення в енергію (обліку енергії природного газу). Перший тип передбачає комплектування системи засобом визначення теплоти згоряння, який є складовою системи, змонтований локально, тобто із засобом визначення об'єму газу, дані з якого передаються на обчислювач енергії. Другий тип не передбачає локально змонтованого засобу визначення теплоти згоряння, а її значення (фіксоване або періодично оновлене) передається на обчислювач енергії. Відповідно, при проведенні випробувань передбачено застосування модульного або цілісного підходу.

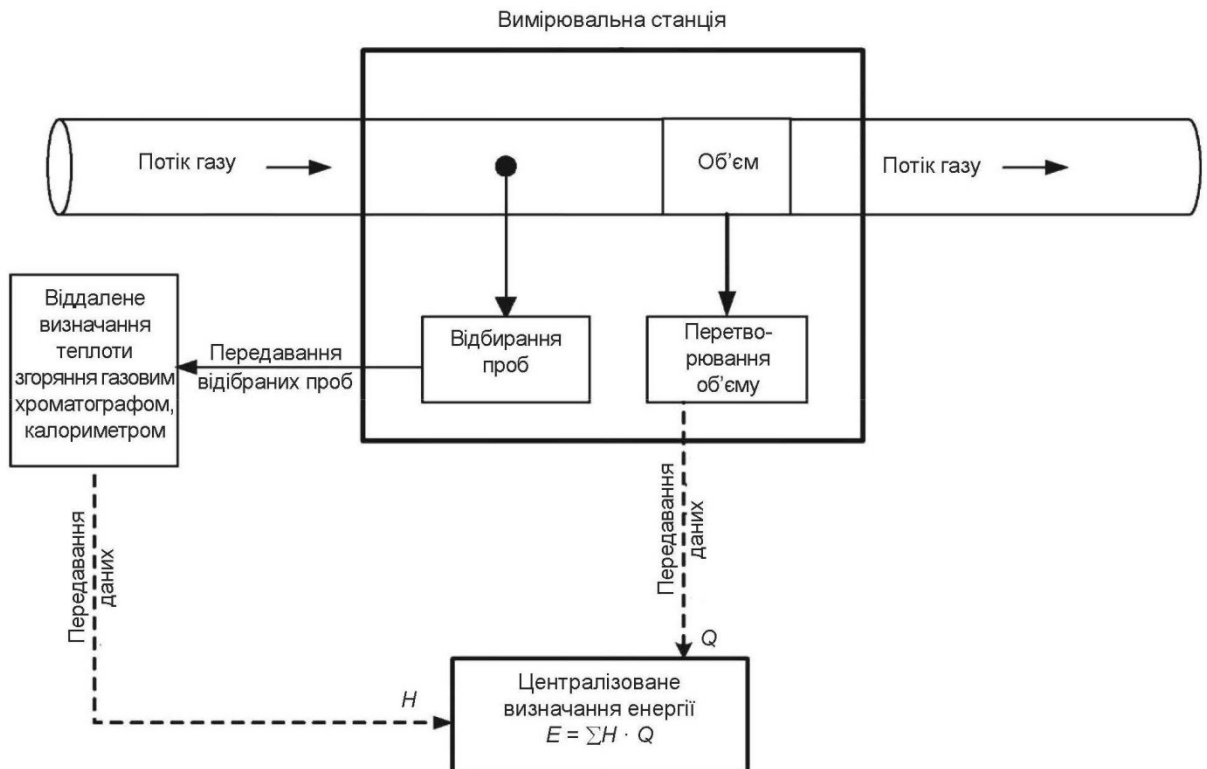


Рис. 2. Схема автоматизованої вимірювальної станції обліку енергії природного газу на основі значення теплоти згоряння газу, отриманого у хіміко-аналітичній лабораторії

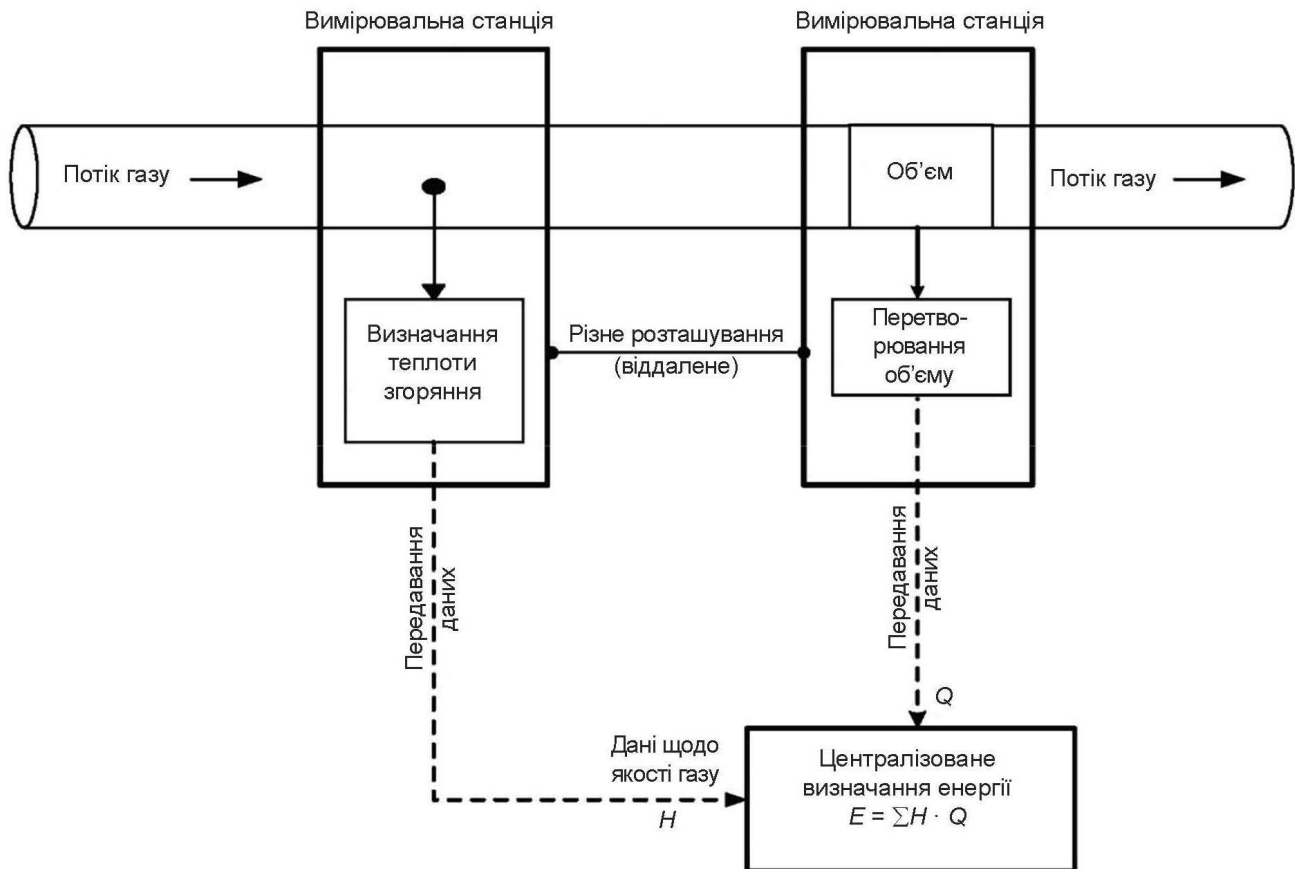


Рис. 3. Схема автоматизованих вимірювальних станцій, які здійснюють визначення об'єму газу та теплоти згоряння газу та передають ці значення для обліку енергії природного газу

При застосуванні модульного підходу систему розглядають як сукупність окремих з'єднаних між собою засобів вимірювання: об'єму газу, теплоти згоряння газу та обчислювача енергії, випробування яких проводять окремо. Для кожного індивідуального засобу, який є складовою системи, проводять випробування, використовуючи покази обчислювача енергії або безпосередньо засобу. До того ж покази індивідуального засобу мають відповідати показам на обчислювачі енергії. Таким чином здійснюється перевіряння правильності перетворення обчислювачем кожної величини, яка є показником при визначенні енергії природного газу. Відповідно, при застосуванні цілісного підходу систему випробовують як єдине ціле, перевіряючи функції вимірювання об'єму газу, визначення теплоти згоряння та обчислення енергії природного газу в комплексі.

Слід зазначити, що наразі в структурі газотранспортної системи України здійснюється побудова автоматизованих вимірювальних станцій обліку природного газу в одиницях енергії шляхом реконструкції або доукомплектування діючих автоматизованих систем контролю і обліку природного газу в одиницях об'єму на ключових газорозподільних станціях (ГРС), пунктах вимірювання витрати газу (ПВВГ), пунктах закачування/відбору із газосховищ. Зазвичай, на діючих станціях встановлюють засоби вимірю-

вання компонентного складу газу та розрахунку теплоти згоряння природного газу з передаванням даних у обчислювач енергії для обліку газу в одиницях енергії. У вимірювальній системі теплоти згоряння природного газу компонують одразу декілька схем, зокрема, передбачене встановлення пристрою відбору представницьких проб природного газу (рис. 4) (відповідно до вимог ДСТУ ISO 10715 [9]) для проведення вимірювання безпосередньо на місці встановлення за допомогою потокового засобу вимірювання (хроматографа) та транспортування відібраної проби для здійснення вимірювань у лабораторії. Така комплектація вимірювальної системи дає додаткову перевагу в універсальності та можливості проведення контрольних замірів у разі виникнення спірних питань. Крім цього, отримане представницьке значення теплоти згоряння використовується для розрахунку енергії на маршруті та фактично представлене у розрахункових документах за спожитий газ побутовими споживачами.

Метрологічні характеристики автоматизованих систем контролю і обліку енергії природного газу нормуються у ДСТУ OIML R 140 [10] та ДСТУ EN 1776 [11], які зазначені в переліку доказової бази нормативних документів і виконання вимог яких надає презумпцію відповідності вимогам Технічного регламенту [5].



Рис. 4. Встановлені на трубопроводах пристрої відбору представницьких проб природного газу (а), внутрішній вигляд пристрою відбору проб (б)

Згідно з ДСТУ EN 1776 [11] для вимірювальних систем обліку енергії природного газу нормуються такі чотири класи точності (визначаються як значення розширеної невизначеності):

1. Газовимірювальна система класу А – невизначеність не перевищує 1,2%.

2. Газовимірювальна система класу В – невизначеність більша за 1,2%, але не перевищує 2,5%.

3. Газовимірювальна система класу С – невизначеність більша за 2,5%, але не перевищує 3,5%.

4. Газовимірювальна система класу D – невизначеність більша за 3,5%, але не перевищує 8,0%.

До того ж тільки для системи класу А передбачено вимірювання теплоти згоряння безпосередньо на вимірювальній станції. Для системи В необхідно оцінити, наскільки репрезентативною є фактична теплота згоряння, що проходить через вимірювальну станцію, застосовуючи один із методів:

а) методом постійного відбирання проб природного газу на місці встановлення вимірювальної системи;

б) методом періодичного відбирання проб на місці встановлення системи;

в) методом дистанційного визначення в лабораторії;

г) методом присвоєння сталого значення теплоти згоряння для фіксованого протягом певного періоду складу газу.

Для систем класу С та D потрібно застосовувати присвоєне стале значення теплоти згоряння газу протягом певного періоду.

Натомість, відповідно до ДСТУ OIML R 140 [10] встановлено тільки три класи точності вимірювальних систем (А, В, С), характеристики яких наведено в табл. 1.

Також у зазначеному стандарті вказані показники точності для складових компонентів (вимірювальних модулів) вимірювальної системи в одиницях енергії (табл. 2).

Процедуру відповідності автоматизованої системи згідно з ДСТУ OIML R 140 передбачено проводити із застосуванням одного із двох модульних підходів або цілісного підходу. Перший модульний підхід передбачає випробування окремо кожного приєднаного до вимірювальної системи засобу вимірювання за показами пристрою перетворення (обчислювача енергії). Другий модульний підхід передбачає аналогічні випробування, проте результати отримують безпосередньо від засобу вимірювання. Відповідно, застосування цілісного підходу передбачає проведення випробувань вимірювальної системи енергії природного газу як єдиного цілого об'єкта.

Крім того, відповідно до ДСТУ EN 12405-2 [8] також нормуються метрологічні характеристики

Таблиця 1

Максимально допустимі похибки (невизначеність) для вимірювальних систем згідно з ДСТУ OIML R 140

Максимальна допустима похибка (невизначеність) визначення:	Клас точності А	Клас точності В	Клас точності С
Енергії газу	±1,0%	±2,0%	±3,0%
Об'єму газу	±0,9%	±1,5%	±2,0%

Максимально допустимі похибки модулів вимірювальних систем при проведенні вимірювань в одиницях енергії

Назва вимірювального модуля	Клас точності А	Клас точності В	Клас точності С
Вимірювання об'єму за робочих умов	±0,7%	±1,2%	±1,5%
Приведення об'єму за стандартних умов або в масу газу	±0,5%	±1,0%	±1,5%
Вимірювання теплоти згоряння газу	±0,5%	±1,0%	±1,0%
Визначення репрезентативного значення теплоти згоряння газу	±0,6%	±1,25%	±2,0%
Обчислювач енергії	±0,05%	±0,05%	±0,05%

Таблиця 3

Метрологічні характеристики систем перетворення в енергію та приведення об'єму за стандартних умов (згідно з ДСТУ EN 12405-2) без урахування похибки лічильника газу

Максимальна допустима похибка (невизначеність):	Нормальні умови			Робочі умови (експлуатації)		
	Клас точності А	Клас точності В	Клас точності С	Клас точності А	Клас точності В	Клас точності С
Енергії газу (δE)	±0,8%	±1,5%	±1,7%	±1,0%	±2,0%	±2,5%
Приведення об'єму газу за стандартних умов (δK)	±0,3%	±0,5%	±0,7%	±0,5%	±1,0%	±1,5%
Теплоти згоряння (δH)	±0,5%	±1,0%	±1,0%	±0,5%	±1,0%	±1,0%

систем перетворення в енергію та об'єм газу (табл. 3). До того ж вказані значення для нормальних та робочих умов, тобто умов експлуатації. Також зазначено, що значення похибок лічильника газу не враховуються.

До того ж максимально допустима похибка (невизначеність) системи перетворення в енергію газу (δE) визначається згідно з ДСТУ EN 12405-2 як “агрегована похибка”, яка включає в себе похибку системи приведення об'єму газу за стандартних умов (δK) та похибку визначення теплоти згоряння (δH) шляхом арифметичного сумування:

$$|\delta E| = |\delta K| + |\delta H|. \quad (1)$$

Слід відзначити, що сучасні обчислювачі енергії, які застосовуються в складі автоматизованих систем контролю і обліку енергії природного газу, пройшли оцінку відповідності й відповідають вимогам стандарту ДСТУ EN 12405-2, який є доказовою базою Технічного регламенту засобів вимірювальної техніки [12].

Таким чином, необхідно, із врахуванням рекомендованих підходів та реалізованих схем комплектації або реконструкції вимірювальних систем, розробити процедуру проведення випробувань при оцінці відповідності автоматизованих систем контролю і обліку енергії природного газу вимогам Технічного регламенту

законодавчо регульованих засобів вимірювальної техніки.

За результатами проведених випробувань при оцінці відповідності, автоматизованій системі контролю і обліку енергії природного газу присвоюється значення максимально допустимої похибки (невизначеності), яке повинно відповідати одному із вищевказаних класів точності.

Перш за все необхідно визначити, які класи точності та, відповідно, значення максимально допустимих похибок (невизначеностей) потрібно застосовувати при проведенні випробувань для встановлення відповідності.

Провівши аналіз і порівняння підходів та класів точності, наведених у ДСТУ EN 1776 та ДСТУ OIML R 140, можна дійти висновку, що для застосування їх значень точності для проведення оцінки відповідності автоматизованих систем контролю і обліку енергії природного газу, побудова яких наразі здійснюється, доцільніше використати ДСТУ EN 1776 (класи А, В, С, D).

Слід відзначити, що відповідно до вимог Технічного регламенту засобів вимірювальної техніки [12] на ринку України допускаються для здійснення комерційного обліку лічильники газу із класом точності 1,0% та 1,5%. Для цих класів точності нормуються наступні метрологічні характеристики (максимально допустимі похибки) лічильників газу і діляться на два діапазони,

залежно від значення об'ємної витрати газу.

Зокрема, для класу 1,0% встановлені такі значення:

$\pm 1\%$ (в діапазоні об'ємної витрати $Q_t \leq Q \leq Q_{max}$);

$\pm 2\%$ (в діапазоні об'ємної витрати $Q_{min} \leq Q < Q_t$);

для класу 1,5%:

$\pm 1,5\%$ (в діапазоні об'ємної витрати $Q_t \leq Q \leq Q_{max}$);

$\pm 3\%$ (в діапазоні об'ємної витрати $Q_{min} \leq Q < Q_t$).

Крім того, під час проведення періодичної перевірки побутових лічильників газу класу 1,5% значення максимально допустимих похибок подвоюється і повинно відповідати таким значенням [13]:

$\pm 3\%$ (в діапазоні об'ємної витрати $Q_t \leq Q \leq Q_{max}$);

$(+3 \div -6)\%$ (в діапазоні об'ємної витрати $Q_{min} \leq Q < Q_t$).

Також у ДСТУ OIML R 137-1-2 [14], на відповідність якому проводяться випробування при оцінці відповідності лічильників газу, наведені метрологічні характеристики для класів 0,5%; 1,0%; 1,5%. Відповідно, для класу 0,5% встановлені такі значення максимально допустимих похибок:

$\pm 0,5\%$ (в діапазоні об'ємної витрати $Q_t \leq Q \leq Q_{max}$);

$\pm 1\%$ (в діапазоні об'ємної витрати $Q_{min} \leq Q < Q_t$).

Таким чином, при застосуванні у складі автоматизованої системи контролю і обліку енергії природного газу лічильника класу точності 0,5% система повинна відповідати класу А. Аналогічно, при застосуванні лічильника газу класу 1,0% автоматизована система повинна відповідати класу В. І за умови введення в склад системи побутового лічильника класу 1,5% система повинна відповідати класу С, а із подвоєним значенням похибки така система також повинна відповідати класу D.

Наступним етапом проводяться випробування для підтвердження класу точності. Комплекс

випробувань проводиться відповідно до модульного підходу, зазначеного в ДСТУ OIML R 140. До того ж, залежно від комплектації давачів (наявності візуального відображення показів, уніфікованого сигналу передавання даних, наявності вторинних перетворювачів та ін.) у складі автоматизованої системи, можуть застосовуватися або перший модульний підхід, або другий модульний підхід, або одночасне застосування обох модульних підходів.

Розглянемо етапи проведення випробувань при оцінці відповідності автоматизованої системи обліку і контролю енергії газу, схему якої наведено на рис. 1. Для проведення випробувань давачів тиску (перепаду тиску) і температури застосовуються багатофункціональний калібратор та термостат із еталонним термоперетворювачем. Випробування можуть проводитися або у всьому діапазоні значень давачів, або у робочому діапазоні автоматизованої станції відповідно до технічних умов або проектною документації. Під час проведення випробувань оцінюється відповідність класу точності давачів.

Випробування обчислювача (коректора) полягає у генеруванні електричних імпульсів, тривалість яких відповідає робочому діапазону об'ємної витрати газу лічильника. Крім того, здійснюється перевірка конфігурації (введення технічних даних, сталих величин і параметрів автоматизованої системи) та, відповідно, коректність математичних розрахунків у частині приведення об'єму газу до стандартних умов та обчислення енергії газу.

Для лічильника газу здійснюється інспектування правильності монтажу та відповідність геометричних параметрів прямих ділянок (вимірювальних трубопроводів) нормативним

Таблиця 4

Калібрувальні газові суміші для проведення випробувань хроматографів

Компонент	Вміст								
Гелій He									0,5
Кисень O ₂							0,5		0,5
Азот N ₂	0,4	14,4	12,0	10,3	1,0	4,0	4,0	4,0	5,0
Двоокис вуглецю CO ₂	1,8	1,0	4,5	1,0	0,9	1,5	1,5	1,5	1,0
Моноокис вуглецю CO									0,5
Водень H ₂									1,0
Метан CH ₄	84,0	81,0	82,0	83,0	96,4	83,85	88,45	88,9	86,44
Етен C ₂ H ₄									0,5
Етан C ₂ H ₆	9,4	3,0	0,75	4,0	1,0	8,2	4,0	4,0	2,5
Пропен C ₃ H ₆									0,5
Пропан C ₃ H ₈	3,4	0,5	0,3	1,25	0,25	2,0	1,0	1,0	1,0
Бутан C ₄ H ₁₀	1,0	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Ізобутан C ₄ H ₁₀			0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Пентан C ₅ H ₁₂							0,05	0,05	0,05
Ізопентан C ₅ H ₁₂			0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
Неопентан C ₅ H ₁₂								0,05	
Гексан C ₆ H ₁₄							0,05	0,05	0,06
Теплота згоряння, МДж/м ³	44,729	34,977	37,074	37,691	39,942	41,727	39,794	40,053	38,926
Густина, кг/м ³	0,8635	0,8339	0,8552	0,8348	0,7524	0,8435	0,8107	0,8084	0,8028

документам, експлуатаційній документації на лічильник та проектній документації на автоматизовану систему.

Засіб визначення теплоти згоряння газу (потоківий хроматограф) випробовується із застосуванням калібрувальних газових сумішей, перелік яких регламентується ДСТУ OIML R 140 (табл. 4).

З урахуванням вимог щодо складу газу, які наведені в [4] стосовно вмісту метану (CH_4) не нижче 90% та діапазону теплоти згоряння, з переліку калібрувальних газів у табл. 4 зазначену умову задовольняє тільки один склад газу зі значенням теплоти згоряння $39,942 \text{ МДж/м}^3 > 38,85 \text{ МДж/м}^3$, що є недостатнім для проведення репрезентативних випробувань при оцінці відповідності.

Разом з тим, згідно з ДСТУ EN 12405-2 [8] також передбачений ряд випробувань із застосуванням не менше ніж семи калібрувальних газів. До того ж рекомендовано, щоб діапазон концентрацій для кожного з компонентів був ширшим за нормований діапазон газу. Тобто в одній із сумішей вміст газу повинен бути нижчим за мінімально допустиме значення, а в іншій суміші – вищим за максимальне значення. Таким чином, при проведенні випробувань можливе застосування інших сумішей газів із табл. 4.

З огляду на умови практичного застосування та проведення періодичного контролю, потокові хроматографи комплектуються набором із мінімум двох балонів калібрувальних газових сумішей (рис. 5), які відповідають очікуваному складу газу, що транспортується трубопроводом.

Таким чином проводяться випробування потокового хроматографа на місці встановлення із двома різними компонентними складами газу (калібрувальної суміші) та, відповідно, оцінка коректності розрахунку значень теплоти згоряння газу. Аналогічно здійснюється інспектування монтажу пристроїв відбору проб газу та потокового хроматографа.

Слід звернути увагу на джерела постачання природного газу та транспортування його по трубопроводу згідно з маршрутом. Зокрема, після внесення змін та доповнень в [4] щодо біометану та кисню в ньому, допустимий вміст якого збільшений до 0,2%, необхідно в складі калібрувальної газової суміші передбачити це значення вмісту кисню, якщо одним із джерел постачання може бути виробник біометану.

Завершальним етапом випробувань при оцінці відповідності здійснюється попередній пуск автоматизованої системи контролю і обліку енергії газу в цілому з метою проведення випробувань щодо функціонування лічильника, формування вихідних електричних імпульсів від лічильника, їх коректний підрахунок обчислювачем, вимірювання тиску і температури газу, приведення вимірюваного об'єму газу до стандартних умов, здійснення потокового відбору проби, розрахунок теплоти згоряння та, відповідно, розрахунку енергії газу.

З урахуванням особливостей встановлення потокових засобів вимірювання теплоти згоряння газу, під час проведення завершальних випробувань можливо здійснити відбір газу із трубопроводу у балон-пробовідбірник та після



а



б

Рис. 5. Змонтовані на ГРС потокові засоби визначення теплоти згоряння природного газу:
а – потоковий хроматограф EnCal 3000; б – потоковий хроматограф Emerson Rosemount 700XA

проведення визначення компонентного складу газу в лабораторії додатково порівняти отримані значення із результатами потокового хроматографа для оцінювання параметра відтворюваності.

Розрахунок значення максимально допустимої похибки автоматизованої системи контролю і обліку енергії природного газу δE_C , у складі якої застосований лічильник газу класу 1,0% та обчислювач енергії з похибкою $\delta E = \pm 0,8\%$ (потоківий хроматограф із похибкою $\delta H = \pm 0,5\%$), проводиться для двох діапазонів об'ємної витрати лічильника газу:

- для діапазону $Q_i \leq Q \leq Q_{max}$ (похибка лічильника $\delta V = \pm 1\%$)

$$\delta E_C = \sqrt{\delta V^2 + \delta E^2} = \sqrt{1^2 + 0,8^2} = \pm 1,28(\%); \quad (2)$$

- для діапазону $Q_{min} \leq Q < Q_i$ (похибка лічильника $\delta V = \pm 2\%$)

$$\delta E_C = \sqrt{\delta V^2 + \delta E^2} = \sqrt{2^2 + 0,8^2} = \pm 2,15(\%). \quad (3)$$

Тобто в цьому випадку система обліку енергії газу розглядається як дві складові: лічильник газу та обчислювач енергії, до складу якого включено хроматограф. Відповідно, облік енергії E_C буде здійснюватися згідно з формулою:

$$E_C = V \cdot (K \cdot H), \quad (4)$$

де V – об'єм газу, виміряний лічильником; K – коефіцієнт приведення об'єму газу за стандартних умов з урахуванням значень тиску, температури та коефіцієнта стисливості; H – теплота згоряння газу, визначена хроматографом.

Отримані значення максимально допустимих похибок (2), (3) автоматизованої системи контролю і обліку енергії природного газу відповідають класу В (більше за 1,2%, але не перевищують 2,5%) згідно з ДСТУ EN 1776, що зазначається в сертифікаті відповідності.

Разом з тим слід зазначити, що наразі газо-вимірювальні станції в переважній більшості тільки доукомплектовуються пристроями відбору проб та засобами визначення теплоти згоряння (потоківими хроматографами). Тобто для існуючої автоматизованої системи контролю і обліку об'єму газу вже проведено оцінку відповідності та присвоєно значення максимально допустимої похибки δV_C . Відповідно, така система буде здійснювати облік енергії згідно з формулою:

$$E_C = V_C \cdot H, \quad (5)$$

де $V_C = V \cdot K$ – значення об'єму газу, приведені за стандартних умов.

Для такої системи потрібно провести розрахунок максимально допустимої похибки

обліку енергії газу δE_C з урахуванням похибки визначення теплоти згоряння газу δH (потоківий хроматограф):

- для діапазону $Q_i \leq Q \leq Q_{max}$ (похибка системи $\delta V_C = \pm 1,14\%$)

$$\delta E_C = \sqrt{\delta V_C^2 + \delta H^2} = \sqrt{1,14^2 + 0,5^2} = \pm 1,25(\%); \quad (6)$$

- для діапазону $Q_{min} \leq Q < Q_i$ (похибка системи $\delta V_C = \pm 2,07\%$)

$$\delta E_C = \sqrt{\delta V_C^2 + \delta H^2} = \sqrt{2,07^2 + 0,5^2} = \pm 2,13(\%). \quad (7)$$

Така автоматизована система контролю і обліку енергії природного газу також відповідає класу В.

Окрім цього, в структурі обліку газу газотранспортної системи України є велика кількість автоматизованих систем контролю і обліку об'єму газу із застосуванням методу змінного перепаду тиску (стандартного звужуючого пристрою). Необхідно розглянути варіант комплектації такої системи засобом визначення теплоти згоряння газу та розрахунку максимально допустимої похибки обліку енергії газу.

Найбільше розрахункове значення основної відносної похибки (максимально допустима похибка) системи вимірювання об'єму газу з використанням методу змінного перепаду тиску згідно з [15] становить $\pm 3,0\%$. Розрахунок здійснюється згідно з ДСТУ ГОСТ 8.586.5 [16] за допомогою спеціалізованого програмного забезпечення. При проведенні розрахунку максимально допустимої похибки системи враховуються показники точності обчислювача об'єму газу (δK) та давачів тиску, перепаду тиску і температури. Тобто проводити розрахунок максимально допустимої похибки автоматизованої системи контролю і обліку енергії газу із застосуванням методу змінного перепаду тиску на базі обчислювача з нормуванням похибки згідно з ДСТУ EN 12405-2 у вигляді δE (1) необ'єктивно, оскільки складову цієї похибки вже враховано. Для проведення такого розрахунку доцільне внесення доповнень до діючих нормативних документів стосовно методу змінного перепаду тиску.

Таким чином, розглянемо аналогічний варіант доукомплектації потоковим хроматографом існуючої автоматизованої системи контролю і обліку об'єму газу із застосуванням методу змінного перепаду тиску, для якої проведено оцінку відповідності із присвоєним значенням $\delta V_C = \pm 3\%$ для діапазону $Q_{min} \leq Q \leq Q_{max}$.

Проведемо відповідний розрахунок максимально допустимої похибки системи обліку енергії газу δE_C методом змінного перепаду тиску та потокового хроматографа з похибкою $\delta H = \pm 0,5\%$:

$$\delta E_c = \sqrt{\delta V_c^2 + \delta H^2} = \sqrt{3,0^2 + 0,5^2} = \pm 3,04(\%). \quad (8)$$

Отримане значення максимально допустимої похибки автоматизованої системи контролю і обліку енергії природного газу методом змінного перепаду тиску відповідає класу С (більше за 2,5%, але не перевищує 3,5%) згідно з ДСТУ EN 1776.

Висновки

Розглянуто технічні, нормативні та метрологічні аспекти побудови автоматизованих систем контролю і обліку енергії природного газу. Розроблено процедуру проведення випробувань із застосуванням модульного підходу при

оцінці відповідності автоматизованих систем та рекомендації щодо присвоєння класу точності згідно з ДСТУ EN 1776 на підставі проведених розрахунків максимально допустимої похибки системи. Описано випробування складових елементів системи обліку енергії газу. Розглянуто особливості розрахунку похибки нової автоматизованої системи обліку енергії газу та існуючої системи обліку об'єму газу, яка доукомплектується потоковим засобом визначення теплоти згоряння газу (потокним хроматографом). Також наведено розрахунок максимально допустимої похибки автоматизованої системи контролю і обліку енергії газу із застосуванням методу змінного перепаду тиску.

Procedure for conformity assessment of automated systems for control and accounting of natural gas energy

O. Bas

SE "Ivano-Frankivskstandardmetrology", Vovchunetska Str., 127, 76006, Ivano-Frankivsk, Ukraine
alexandr.sanya@gmail.com

Abstract

The paper analyses the regulatory and technical requirements for the construction of automated systems for control and accounting of natural gas energy. Typical diagrams of gas energy accounting systems (gas measuring stations) are presented. Existing metrological requirements for accuracy classes in regulatory documents for the specified systems are provided. The approaches to conduct testing during the conformity assessment are considered. A procedure for conducting testing during the conformity assessment of the gas energy accounting system using a modular approach has been developed. The expediency of applying accuracy classes A, B, C and D according to DSTU EN 1776 during the conformity assessment is substantiated. The stages of testing and inspections of the installation of pressure, pressure drop, temperature, meter, flow chromatograph and energy calculator sensors are described. The necessity of using calibrated gas mixtures, the component composition of which corresponds to the transported gas, for testing the chromatograph is argued. The calculation of the maximum permissible error of the automated system for control and accounting of natural gas energy for two ranges of the gas volume flow, depending on the gas meter, is presented. The calculation under the condition of creating a new gas energy accounting system and supplementing the existing gas volume accounting system with a flow chromatograph are considered. The calculation of the error of the automated system for control and accounting of natural gas energy using the method of variable differential pressure is also presented.

Keywords: conformity assessment; gas measuring stations; gas accounting; gas energy; heat of combustion.

Список літератури

1. Закон України "Про внесення змін до деяких законів України щодо запровадження на ринку природного газу обліку та розрахунків за обсягом газу в одиницях енергії". *Відомості Верховної Ради України*. 2022. № 5. Ст. 30.
2. Закон України "Про ратифікацію Протоколу про приєднання України до Договору про заснування Енергетичного Співтовариства".
3. Directive 2009/73/EC of The European Parliament and of The Council of 13 July 2009 concerning common rules for the internal market in natural gas and repealing Directive 2003/55/EC.
4. Кодекс газотранспортної системи, затверджений Постановою Національної комісії,

Відомості Верховної Ради України. 2011. № 24. Ст. 170.

- що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, № 2493 від 30.09.2015.
5. Технічний регламент законодавчо регульованих засобів вимірювальної техніки, затверджений Постановою Кабінету Міністрів України від 13 січня 2016 р. № 94.
 6. Закон України “Про ринок природного газу”. *Відомості Верховної Ради України*. 2015. № 27. Ст. 234.
 7. ДСТУ EN ISO 15112:2020. Газ природний. Визначання енергії (EN ISO 15112:2018, IDT; ISO 15112:2018, IDT).
 8. ДСТУ EN 12405-2:2018. Лічильники газу. Пристрої перетворювання. Частина 2. Перетворювання в енергію (EN 12405-2:2012, IDT).
 9. ДСТУ ISO 10715:2009. Природний газ. Настанови щодо відбирання проб (ISO 10715:1997, IDT).
 10. ДСТУ OIML R 140:2014. Вимірювальні системи для газового палива (OIML R 140, edition 2007, IDT).
 11. ДСТУ EN 1776:2022. Газова інфраструктура. Газовимірювальні системи. Функційні вимоги (EN 1776:2015, IDT).
 12. Технічний регламент засобів вимірювальної техніки, затверджений Постановою Кабінету Міністрів України від 24 лютого 2016 № 163.
 13. ДСТУ 9035:2020. Метрологія. Лічильники газу для побутових потреб та комерційного обліку. Методика повірки.
 14. ДСТУ OIML R 137-1-2:2018. Лічильники газу. Частина 1. Метрологічні й технічні вимоги. Частина 2. Методи підтвердження метрологічних і технічних характеристик (OIML R 137-1-2:2014, IDT).
 15. Правила обліку природного газу під час його транспортування газорозподільними мережами, постачання та споживання, затверджені Наказом Міністерства палива та енергетики України № 618 від 27.12.2005.
 16. ДСТУ ГОСТ 8.586.5:2009. Метрологія. Вимірювання витрати та кількості рідини й газу із застосуванням стандартних звужувальних пристроїв. Частина 5. Методика виконання вимірювань (ГОСТ 8.586.5-2005, IDT).
- References**
1. The Law of Ukraine “On Amendments to Certain Laws of Ukraine Regarding the Introduction of Accounting and Calculations of Gas Volume in Energy Units on the Natural Gas Market”. *Vidomosti Verkhovnoi Radu Ukrainy*, 2022, no. 5, article 30 (in Ukrainian).
 2. Law of Ukraine “On the Ratification of the Protocol on the Accession of Ukraine to the Treaty on the Establishment of the Energy Community”. *Vidomosti Verkhovnoi Radu Ukrainy*, 2011, no. 24, article 170 (in Ukrainian).
 3. Directive 2009/73/EC of The European Parliament and of The Council of 13 July 2009 concerning common rules for the internal market in natural gas and repealing Directive 2003/55/EC.
 4. Code of the gas transportation system, approved by the Resolution of the National Commission for State Regulation in the Energy and Utilities Sectors No. 2493 dated September 30, 2015 (in Ukrainian).
 5. The Technical Regulation of Legally Regulated Measuring Instruments, approved by the Resolution of the Cabinet of Ministers of Ukraine No. 94 dated January 13, 2016 (in Ukrainian).
 6. Law of Ukraine “On the natural gas market”. *Vidomosti Verkhovnoi Radu Ukrainy*, 2015, no. 27, article 234 (in Ukrainian).
 7. DSTU EN ISO 15112:2020. Natural gas. Energy determination (EN ISO 15112:2018, IDT; ISO 15112:2018, IDT) (in Ukrainian).
 8. DSTU EN 12405-2:2018. Gas meters. Conversion devices. Part 2. Energy conversion (EN 12405-2:2012, IDT) (in Ukrainian).
 9. DSTU ISO 10715:2009. Natural gas. Sampling guidelines (ISO 10715:1997, IDT) (in Ukrainian).
 10. DSTU OIML R 140:2014. Measuring systems for gaseous fuel (OIML R 140, edition 2007, IDT).
 11. DSTU EN 1776:2022. Gas infrastructure. Gas measuring systems. Functional requirements (EN 1776:2015, IDT).
 12. Technical regulation of measuring equipment, approved by Resolution No. 163 of the Cabinet of Ministers of Ukraine dated February 24, 2016 (in Ukrainian).
 13. DSTU 9035:2020. Metrology. Gas meters for domestic use and for fiscal metering. Verification procedure (in Ukrainian).
 14. DSTU OIML R 137-1-2:2018. Gas meters. Part 1. Metrological and Technical Requirements. Part 2. Metrological Controls and Performance Tests. (OIML R 137-1-2:2014, IDT) (in Ukrainian).
 15. Rules for accounting for natural gas during its transportation through gas distribution networks, supply and consumption, approved by the Order of the Ministry of Fuel and Energy of Ukraine No. 618 dated 12.27.2005 (in Ukrainian).
 16. DSTU GOST 8.586.5:2009. Metrology. Measurements of liquids and gases flow rate and quantity by means of orifice instruments. Part 5. Measurement procedure. (GOST 8.586.5-2005, IDT) (in Ukrainian).