

УДК 620.93

АНАЛІЗ І ОЦІНКА МЕТРОЛОГІЧНИХ ХАРАКТЕРИСТИК ВИМІРЮВАЛЬНОЇ СИСТЕМИ ЕНЕРГЕТИЧНОЇ ЦІННОСТІ ПРИРОДНОГО ГАЗУ

І. Петришин, доктор технічних наук, професор, головний науковий співробітник;
Т. Присяжнюк, кандидат технічних наук, старший науковий співробітник;
Н. Петришин, кандидат технічних наук, начальник відділу;
О. Бас, кандидат технічних наук, науковий співробітник;
В. Данів, науковий співробітник,
 ДП «Івано-Франківськстандартметрологія»

Досліджено методи визначення теплоти згорання природного газу та їх метрологічні характеристики в контексті вимірювальної системи енергетичної цінності газу. Для системи вимірювання теплоти згорання визначено основні складові та встановлено їхні похибки. Проведено оцінку сумарної похибки системи за застосування різних методів. Встановлено, що на сьогодні рекомендованим до промислового застосування є кореляційний метод визначення теплоти згорання, який базується на вимірюванні густини природного газу, вмісту інших, таких, що не горять, складових. Розроблено схему вузла обліку енергетичної цінності природного газу.

The article is devoted the methods for determining the natural gas calorific value and their metrological characteristics in the context of the gas energy value measuring system. For the calorific value system determination the basic components and set their errors. The total error of using different methods evaluated. It is found that currently recommended for industrial use correlation method for determining the calorific value is based on the measurement of the density of natural gas and other non-combustible components of the content. Developed the scheme of natural gas energy value metering system.

Ключові слова: енергетична цінність, теплота згорання, природний газ, похибка, хроматограф, калориметр, густиномір.
Keywords: energy value, heat of combustion, natural gas, error, chromatograph, calorimeter, density meter.

Перехід комерційних операцій за обліку природного газу від вимірювання об'ємної та масової витрати газу до вимірювання його енергетичної цінності потребує побудови таких систем обліку газу, в яких вихідна величина повинна зазначатися в одиницях енергії, тобто добутку кількості газу на встановлену для нього теплоту згорання. У загальному випадку, за вимірювання кількості газу лічильниками, рівняння енергії E певного об'єму газу V_H за нормальних умов визначатиметься як:

$$E = V_H H, \quad (1)$$

де H – питома теплота згорання;

$$V_H = V_p \frac{P_p T_H Z_H}{P_H T_p Z_p}, \quad (2)$$

де V_p — об'єм за робочих умов, облікований лічильником газу; P_p , P_H — тиски природного газу в трубопроводі та за нормальних умов (101325 Па); T_p , T_H — температури газу в трубопроводі та за нормальних умов (293,15 °К); Z_p ,

Z_H — коефіцієнти стисливості за робочих та нормальних умов.

Оскільки вимоги до виконання вимірювання та метрологічного забезпечення вимірювання об'єму та об'ємної витрати газу обумовлені в [1], *мета цієї статті* — детальне дослідження методів вимірювання і метрологічних характеристик вимірювальних систем теплоти згорання природного газу з рекомендаціями щодо розроблення вузлів обліку енергетичної цінності природного газу.

Для вимірювання теплоти згорання природного газу певного об'єму або маси за робочих умов, як правило, використовують такі методи: прямого вимірювання (калориметри згорання), непрямого вимірювання (газова хроматографія) та опосередкованого вимірювання (на основі кореляційних залежностей) [2]. Вибрані технічні засоби вимірювання та метод вимірювання повинні забезпечувати необхідну точність та достовірність цього інформативного

параметра. У нормативному документі [3] задекларовано, що, як правило, сумарна похибка виміральної системи для визначення теплоти згорання не повинна перевищувати 1%.

У загальному випадку вимірвальна система теплоти згорання повинна складатися з [3]:

- системи відбору та підготування проби газу;
- технічних засобів для вимірювання (залежно від методу) та обчислення результату;
- засобів повірки (калібрування), в тому числі еталонів;
- системи збору, реєстрації та зберігання даних.

Для аналізу метрологічних характеристик виміральної системи зупинимося детальніше на її складових, з підходом до них, як до вимірвальних каналів системи.

Нормативним документом [4] встановлені вимоги щодо методології відбору, приготування представницьких проб природного газу, а також щодо поводження з ними.

Залежно від зміни хімічного складу і властивостей газу можна здійснювати прямий або непрямий відбір проби. Прямий метод відбору передбачає виведення її з потоку і безпосереднє передавання на вхід вимірального пристрою. За непрямого методу пробу відбирають до контейнера для зберігання до того, як її передають на вхід вимірального пристрою. Непрямий відбір проби можна здійснювати в одній точці потоку або послідовно, з накопиченням декількох проб в одну пробу, якщо склад та властивості газу часто змінюються. Газ для проби повинен бути підготовлений, щоби виключити із нього тверді й рідкі компоненти та конденсат. Основна умова – забезпечити представництво відібраної проби природного газу залежно від коливань його складу, що має значення для точного результату вимірювання його характеристик. Із досвіду країн, в яких комерційні розрахунки за спожитий газ проводять в одиницях енергії, для отримання достовірних результатів теплоти згорання в договорах на постачання встановлюють вимоги щодо усереднювання її значення за певний період часу (добу, тиждень, місяць тощо). При цьому в договорі нормують два основні параметри: варіацію вимірального параметра та показник точності. Частоту відбирання проб, під якою розуміють кількість проб n , які необхідно відібрати за певний період часу, визначають за формулою [4]:

$$n = (tS / \delta_{\text{ВП}})^2, \quad (3)$$

де S — варіація показів за контрольний період, %; $\delta_{\text{ВП}}$ — установлена границя похибки, %; t — коефіцієнт Стьюдента для заданої ймовірності.

Границею похибки як показника точності є різниця між усередненим значенням протягом певного періоду і вимірем значенням. Відповідно рівняння (3) розв'язують ітеративним методом, а саме: для заданої ймовірності результату оцінюють згідно з таблицею [4] початкове значення t , яке застосовують для обчислення n у першому наближенні. У подальшому результат обчислення використовують для отримання уточненого значення t . Як правило, в угодах на постачання похибка середньомісячного значення може складати до 0,4%.

Для вимірювання теплоти згорання газу найбільш поширеними технічними засобами є газовий хроматограф за застосування непрямого методу вимірювання або газовий калориметр за прямого методу вимірювання. Останнім часом активно застосовують опосередкований метод, за якого вимірюють одну або декілька фізичних чи хімічних властивостей газу, на основі кореляційних залежностей яких визначають його теплоту згорання (наприклад, швидкість звуку в газі, його густину або поглинання ним інфрачервоного випромінювання). Залежно від зміни хімічного складу і властивостей газу використовують вимірвальні прилади потокового і непотокового (або лабораторного) типу. Потокові вимірвальні прилади вимагають прецизійного контролю навколишніх умов для досягнення максимальної точності вимірювань. Для виявлення переваг та недоліків для промислового застосування необхідно проаналізувати наявні методи.

Найбільше використовують на практиці розрахунковий метод із застосуванням хроматографа, згідно з яким теплоту згорання визначають за певним компонентним складом і теплотворною здатністю окремих, таких, що горять, компонентів природного газу.

Суть методу полягає у такому. Попередньо підготовлену пробу природного газу подають через кран-дозатор хроматографа до газу-носія, разом з яким проба надходить до хроматографічної колонки. З урахуванням різної сорбції компонентів суміші на поверхні адсорбента або через різну розчинність компонентів у плівці нерухомої фази, нанесеної на поверхню адсорбента, яким наповнено колонку, компоненти переміщують за колонкою з різною швидкістю. Внаслідок цього компоненти проби виходять із колонки, відокремлені один за одним у потоці газу-носія, у виді пікових значень концентрації. Визначення кількісних характеристик розділених компонентів здійснюють за допомогою детектора, який перетворює значення потоку і (або) концентрації компонентів на електричні сигнали.

Останні підсилюються електрометричним підсилувачем, після цього за допомогою АЦП і мікропроцесорного контролера перетворюються у цифрову форму і передаються до комп'ютера для опрацювання відповідно до заданої програми обчислення.

На основі відомого компонентного складу природного газу теплота згорання H в МДж/м³ (ккал/м³) визначатиметься за формулою [5]:

$$H = \sum_{i=1}^n H_i \cdot x_i, \quad (4)$$

де H_i — теплотворна здатність (вища або нижча) i -ої компоненти газу за ідеального газового стану (значення наведено у таблиці [5]); x_i — частка i -ої компоненти в природному газі.

Похибку визначення теплоти згорання природного газу δ_H оцінюють за формулою [5]:

$$\delta_H = \frac{z_c}{\sum_i x_i H_i} \left[\sum_i (x_i H_i \delta_{xi})^2 \right]^{0,5}, \quad (5)$$

де δ_{xi} — похибка визначення молярної частки i -ої компоненти природного газу; z_c — коефіцієнт стисливості природного газу.

Разом із беззаперечними перевагами розрахунковий метод має суттєвий недолік у тому, що за сумарного розрахунку теплоти згорання не враховують вмісту активних негорючих компонентів, які спричиняють зниження теплоти згорання.

Використання прямого методу визначення теплоти згорання природного газу передбачає застосування газового калориметра. Базується він на прямому вимірюванні теплоти згорання за безпосереднього спалювання проби природного газу у вимірвальній частині приладу.

Принцип дії газового калориметра полягає у такому. Природний газ, який потрібно проаналізувати, обліковується газовим лічильником і з постійною витратою надходить до пальника. Продукти згорання омивають стінки теплообмінника і передають теплову енергію, що виділилася в процесі спалювання, дистильованій воді, яка обліковується і безперервно протікає через теплообмінник. Разом з тим воді передається теплова енергія, яка виділилася на стінках теплообмінника за конденсації парів води, які утворюються під час згорання вуглеводнів. На вході і виході теплообмінника розміщено термоелектричні чутливі елементи, за допомогою яких вимірюють різницю температур потоку води на вході і виході із теплообмінника. Вихідний сигнал є пропорційним зазначеній різниці температур, яка, у свою чергу, пропорційна вищій питомій теплоті згорання природного газу і визначається згід-

но з формулою [6]:

$$H = V_W \cdot c_W \cdot (T_{W1} - T_{W2}) / V_G, \quad (6)$$

де V_W — об'єм води; c_W — теплоємність води; T_{W1} , T_{W2} — температури води на виході та вході теплообмінника; V_G — приведений до стандартних умов об'єм проби газу, що спалюється в калориметрі.

Окрім того, існують інші види калориметрів, більшість з яких побудовано на принципі стехіометричного або каталітичного згорання. За стехіометричного горіння визначають мінімально необхідну кількість повітря для спалювання газу на основі вимірювання залишкової кількості кисню в камері згорання. За каталітичного згорання газ піддається окисленню на каталітичній поверхні, якою може бути провідник. Теплота, яка вивільняється в процесі горіння, піднімає температуру провідника, чим змінює його опір. Останній вимірюють і визначають зміну температури полум'я, на основі чого встановлюють значення теплоти згорання природного газу.

За умови визначення теплоти згорання природного газу на основі кореляційних залежностей зазвичай проводять вимірювання одного або кількох фізичних параметрів газу. В [3] наведено інформацію стосовно залежності теплотворної здатності від густини природного газу. Авторами виконано дослідження і встановлено, що залежність між значенням густини компонентів $C_n H_{2n+2}$ газу та їхніми теплотворними здатностями має практично лінійний характер (рис. 1).

Зважаючи на ту особливість, що до типового складу природного газу входять, окрім вуглеводнів, й інші, такі, що горять і не горять, компоненти, для визначення вищої H_G та нижчої H_N теплоти згорання природного газу залежно від його густини доцільніше використовувати такі кореляційні залежності [7]:

$$H_G = 92,819 \times \times (0,51447 \cdot \rho_c + 0,05603 - 0,65689 \cdot x_a - x_y); \quad (7)$$

$$H_N = 85,453 \times \times (0,52190 \cdot \rho_c + 0,04242 - 0,65197 \cdot x_a - x_y), \quad (8)$$

де ρ_c — густина газу за стандартних умов; x_a — вміст азоту (N_2) в газі; x_y — вміст діоксиду вуглецю (CO_2) в газі.

$$\delta_H = \left[0,04 + 0,1 \cdot (\delta_{\rho_c} \cdot \rho_c)^2 + \left[(\delta_{xy} \cdot x_y)^2 + 0,4 \cdot (\delta_{xa} \cdot x_a)^2 \right] \right]^{0,5}, \quad (9)$$

де δ_{ρ_c} , δ_{xy} , δ_{xa} — похибки визначення густини природного газу, вмісту CO_2 та N_2 .

Що стосується інших параметрів газу, які вимірюються за опосередкованого визначення теплоти згорання, то в літературі [8, 9] встановлено кореляційну

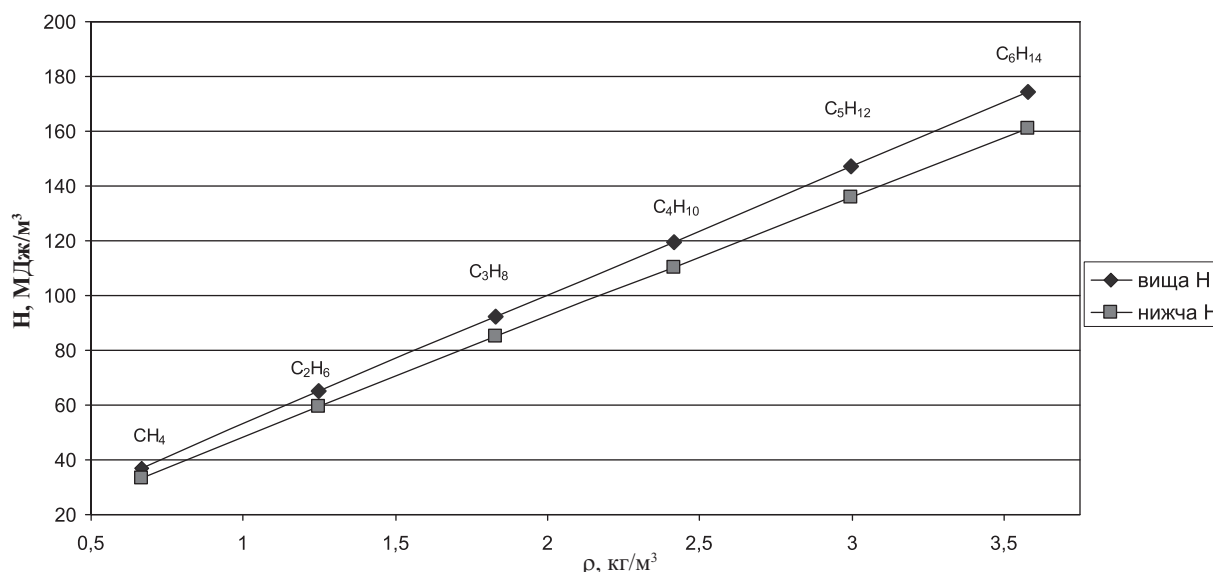


Рис. 1. Залежність теплотворної здатності газу C_nH_{2n+2} від густини
 Fig. 1. Dependence gas C_nH_{2n+2} calorific value from density

залежність між поглинанням газом інфрачервоного випромінювання та зміною теплопровідності досліджуваного газу.

Також у [10] встановлено кореляційну залежність між швидкістю поширення ультразвуку в газі та його теплою згорання. Результати проведених авторами досліджень дали підстави стверджувати, що значення теплоти згорання можна отримати шляхом вимірювання швидкості поширення ультразвуку в газі, його вологості та вмісту діоксиду вуглецю. З метою технічного забезпечення експериментальних досліджень розроблено прилад для визначення теплоти згорання природного газу як за умов лабораторії, так і за польових умов. Як інформативні параметри для визначення теплоти згорання природного газу використовують інформацію стосовно швидкості поширення ультразвуку, а також концентрації діоксиду вуглецю, температури, тиску та вологості у відібраному зразку природного газу, які опрацьовують за допомогою штучних нейронних мереж. Наразі проводяться роботи щодо вдосконалення приладу в частині переведення його експлуатації на потоковий (безперервний) режим роботи на газопроводі.

Основною ланкою метрологічного забезпечення вимірювальної системи теплоти згорання є еталонні засоби повірки (калібрування). Як такі використовують балони з газовими сумішами із стандартних зразків газів. Як правило, для таких цілей застосовують метан високої чистоти, інші гази з простежуваними і сертифікованими значеннями теплоти згорання. Зазначені газові суміші повинні мати стабільний хімічний склад протягом їх використан-

ня та відповідну чистоту окремих складових газів, що входять до суміші.

Для метрологічного забезпечення робочого діапазону газових калориметрів та густиномірів, у загальному випадку, достатньо декілька газів з набору стандартних зразків газових сумішей згідно з [11], характеристики яких наведено в таблиці.

Стандартні зразки таких газових сумішей, які відтворюють одиниці теплоти згорання в робочому діапазоні шкал газових калориметрів та густиномірів, можна атестувати з відносною похибкою в межах (0,1—0,2) %.

Оскільки вимірювальна система енергетичної цінності складається з двох складових частин, а саме, вимірювання об'єму газу та його питомої теплоти згорання, відповідно система збору, реєстрації та зберігання даних функціонально об'єднана в коректорі для обліку кількості спожитого газу і повинна відповідати вимогам, які ставляться до коректорів і зазначені в [12]. Разом з тим доцільно відзначити, що Європейським комітетом стандартизації (CEN) розроблено нормативний документ, вимоги якого стосуються безпосередньо коректорів для обчислення енергетичної цінності природного газу [13].

Оскільки до алгоритму роботи коректора для обліку кількості спожитого газу закладено рівняння вимірювань (1), (2), то за обчислень за формулами або так званих простих обчислень від моделі похибок обчислювального компонента (коректора) визначається лише випадковою похибкою округлення [14]. Ця похибка зумовлена округленням проміжних результатів обчислень та подальшим

Таблиця. Характеристики еталонних газів для калібрування калориметрів для вимірювання теплоти згорання природного газу та густинометрів
Table. Characteristics of reference gases to calibrate the calorimeters for measuring the natural gas heat of combustion and density meter

Азот	N ₂	–	–	–	–	7,00	8,70	11,70	17,5	17,00
Водень	H ₂	–	99,999	–	–	–	–	–	–	49,00
Метан	CH ₄	99,995	–	87,70	93,50	93,00	91,30	88,30	82,50	34,00
Етан	C ₂ H ₆	–	–	12,30	6,50	–	–	–	–	–
Теплота згорання	МДж/м ³	39,831	12,752	43,545	41,793	37,036	36,358	35,160	32,846	19,769
Стандартна густина	кг/м ³	0,7175	0,0899	0,7952	0,7585	0,7548	0,7639	0,7799	0,8108	0,5001

накопиченням похибок заокруглення. Разом з тим складовою цієї похибки є заокруглення, які виникають за переведення даних із десятикової системи числення до двійкової і навпаки.

З метою практичного застосування проведемо оцінювання точності декількох вимірювальних систем енергетичної цінності, що базуються на різних методах вимірювання теплоти згорання та проаналізуємо їхні метрологічні характеристики.

До Державного реєстру засобів вимірювальної техніки, допущених до застосування в Україні, на сьогодні занесено декілька засобів вимірювання теплоти згорання природного газу хроматографічного типу. Зокрема, це потоковий хроматографічний комплекс Флоухром вітчизняного виробництва (виробник ТОВ «Укргазтехкомплекс», м. Київ), реєстраційний номер У 1891–05.

У першому випадку розглянемо вимірювальну систему теплоти згорання природного газу, побудовану на базі потокового комплексу Флоухром. Цей хроматограф проводить повний хроматографічний аналіз компонентного складу природного газу включно до C₆₊, розрахунок густини та теплотворної здатності газу з похибкою 0,2%.

Згідно з [4] приймаємо граничну похибку для системи відбору та підготування проби газу рівною 0,4%.

Тоді сумарна похибка вимірювальної системи теплоти згорання природного газу визначатиметься за формулою:

$$\delta_C = \sqrt{\delta_{\text{ВП}}^2 + \delta_H^2 + \delta_E^2 + \delta_{\text{ЗД}}^2}, \quad (10)$$

де $\delta_{\text{ВП}}$ — гранична похибка системи відбору та підготування проби газу; δ_H — похибка хроматографа; δ_E — похибка еталонної газової суміші; $\delta_{\text{ЗД}}$ — похибка системи реєстрації та зберігання даних.

Оскільки похибку $\delta_{\text{ЗД}}$ визначено через вплив заокруглення останньої значимої цифри, відповідно її величина є на порядок меншою відносно всіх інших складових похибки вимірювальної системи, і цим значенням можна знехтувати.

Ураховуючи всі попередньо отримані значення складових похибки, сумарна похибка (10) вимірювальної системи теплоти згорання природного газу на базі потокового хроматографа Флоухром складає:

$$\delta_C = \sqrt{0,4^2 + 0,2^2 + 0,1^2} = 0,46\%.$$

Газові калориметри потокові або лабораторні (вітчизняного чи зарубіжного виробництва) у Державному реєстрі ЗВТ відсутні. Тому для розрахунків доцільно використати технічні дані потокового калориметра RBM 2000 виробництва фірми Reineke (Німеччина) [15], який здійснює вимірювання вищої теплоти згорання в діапазоні від 28 до 40 МДж/м³ із похибкою вимірювання 0,7%.

Обчислимо сумарну похибку вимірювальної системи теплоти згорання природного газу на базі потокового калориметра RBM 2000:

$$\delta_C = \sqrt{0,4^2 + 0,7^2 + 0,1^2} = 0,81\%.$$

Розглянемо вимірювальну систему на базі кореляційного інфрачервоного потокового газоаналізатора gas-lab Q1 виробництва фірми Elster – Instromet (Нідерланди) [8]. Робочий діапазон вимірювання теплоти згорання від 30,4 до 47,2 МДж/м³, похибка вимірювання 0,4%.

Відповідно, за умови аналогічних вхідних даних складових сумарної похибки системи із застосуванням gas-lab Q1, її значення складе:

$$\delta_C = \sqrt{0,4^2 + 0,4^2 + 0,1^2} = 0,57\%.$$

Як зазначалося, перспективним з точки зору реалізації є кореляційний метод визначення теплотворної здатності природного газу з урахуванням його густини та вмісту інших компонентів. Для проведення метрологічного оцінювання такого методу необхідно оцінити відповідні складові згідно з формулою (9). Вимірювання густини природного газу доцільно проводити із застосуванням потокового густиноміра. На сьогодні виробництво таких

густиномірив налагоджено фірмою ТОВ «Слот» (м. Івано-Франківськ) — густиноміри ОЕ-RO2, які постачаються зі свідоцтвами про державну метрологічну атестацію, — та фірмою ПКФ «Курс» (м. Дніпропетровськ) — густиноміри Курс-02, занесені до Державного реєстру ЗВТ під номером У 3566-14.

Принцип дії потокового густиноміра ОЕ-RO2 такий: потік газу послідовно пропускають через два різні типи витратомірів, один з яких здійснює вимірювання масової витрати, а інший — об'ємної. Практичну реалізацію густиноміра побудовано із застосуванням послідовно встановлених сопла критичного витікання (Вентурі), роторного лічильника і давачів вимірювання фізичних параметрів газу. Вимірювання густини природного газу здійснюється згідно із залежністю [16]:

$$\rho_c = \frac{A^2 \cdot P_1 \cdot K_1 \cdot 12,96 \cdot 10^6}{q_2^2 \cdot K_2^2}, \quad (11)$$

де A — градувальний коефіцієнт критичного сопла Вентурі; P_1 — тиск газу перед критичним соплом; K_1, K_2 — коефіцієнти приведення до стандартних умов з урахуванням вимічених значень тиску, температури та коефіцієнта стискуваності газу за критичним соплом Вентурі і роторним лічильником газу; q_2 — витрата газу, вимірена роторним лічильником.

Технічні характеристики потокового густиноміра ОЕ-RO2 [16] такі: діапазон вимірювання густини газу від 0,668 до 1,0 кг/м³, границя похибки $\pm 0,005$ кг/м³ (0,7%).

Акустичний густиномір Курс-02 побудовано на застосуванні ультразвукових перетворювачів для вимірювання швидкості звуку в газі. Густина природного газу визначається на основі залежності від температури та швидкості поширення ультразвуку в ньому. Остання вимірюється часово-імпульсним методом за випромінювання коливань одним із п'єзоелектричних перетворювачів і приймання їх іншим. Густиномір виконує вимірювання в межах від 0,675 до 0,87 кг/м³ з похибкою рівною 0,7% [17].

Для визначення вмісту в газі кількості CO₂ та N₂ необхідно користуватися даними, отриманими від газотранспортних та газорозподільних організацій, які періодично вносять до коректорів обліку кількості газу. В перспективному варіанті вимірювальну систему теплоти згорання необхідно доукомплектувати потоковим аналізатором вмісту CO₂ за аналогією з тими, які використовують для оцінювання викидів CO₂ в автомобільній промисловості. На рис. 2 представлено схематичний вид розроб-

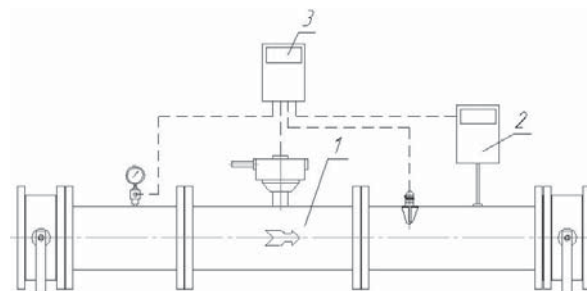


Рис. 2. Схема вузла обліку енергетичної цінності природного газу:

1 — лічильник об'єму газу, 2 — потоковий густиномір, 3 — коректор енергетичної цінності газу (об'єму та теплоти згорання)

Fig. 2. Scheme natural gas energy value metering stations:

1 — gas volume meter; 2 — streaming density meter; 3 — gas energy value conversion devices (volume and heat of combustion)

леного вузла обліку енергетичної цінності природного газу із застосуванням потокового густиноміра.

Проведемо оцінювання похибки визначення теплоти згорання кореляційним методом із вимірюванням густини, при цьому задамо статистично-максимальні значення вмісту CO₂ та N₂ на рівні 1%. Тоді згідно з формулою (9):

$$\delta_H = \left[\begin{aligned} &0,04 + 0,1 \cdot (0,7 \cdot 0,72)^2 + \\ &+ (0,005 \cdot 0,01)^2 + 0,4 \cdot (0,005 \cdot 0,01)^2 \end{aligned} \right]^{0,5} = 0,3\%.$$

Метрологічне забезпечення потокових густиномірів, як зазначалося, побудовано на основі використання стандартних зразків газових сумішей (таблиця) з відомим значенням густини газу. Отже сумарна похибка вимірювальної системи теплоти згорання, побудованої із застосуванням потокових густиномірів типу ОЕ-RO2 або Курс-02, дорівнюватиме:

$$\delta_c = \sqrt{0,4^2 + 0,3^2 + 0,2^2} = 0,55\%.$$

Наведені приклади засвідчують, що за застосування у складі вимірювальної системи теплоти згорання приладів, які працюють на основі різних методів, сумарна похибка не перевищує 1%. Разом з тим потрібно відзначити, що за вимірювання теплоти згорання кореляційним методом можлива поява методичної похибки, значення якої становитиме значну частину сумарної похибки.

ВИСНОВКИ

Із проведеного аналізу випливає, що всі розглянуті варіанти вимірювальних систем теплоти згорання природного газу задовольняють основну вимогу стосовно значення сумарної похибки, яка не перевищує 1%. Разом з тим, зважаючи на недостатню кількість та високу вартість потокових хроматографів

та калориметрів вітчизняного виробництва, рекомендованим до впровадження на сьогодні є кореляційний метод із застосуванням потокового густиноміра. Наразі в ДП «Івано-Франківськстандартметрологія» з виробниками ЗВТ проводиться узгодження технічних параметрів вузлів обліку енергетичної цінності природного газу з перспективою їх дослідження на промислових об'єктах.

Зважаючи на ту обставину, що міжнародні стандарти [2, 11, 18] гармонізовано та затверджено

в Україні, відповідно можна стверджувати, що зроблено перші істотні кроки для запровадження законодавчої системи та інфраструктури обліку природного газу за його енергетичною цінністю. Наступними важливими моментами для впровадження цієї системи повинні стати розроблена на державному рівні диференціація вимог щодо якості газу залежно від його енергетичної цінності та відповідні положення і методи тарифікації для різних категорій споживачів.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ / REFERENCES

- Об'єм природного газу за стандартних умов. Типова методика виконання вимірювань з використанням лічильника газу та коректора об'єму газу: МВУ 034/03-2008. — [Чинна від 2008-01-02]. — К.: ДП Укрметртестстандарт (Volume of natural gas at standard conditions. The typical method of measurement using a gas meter and gas volume corrector, MVU 034/03-2008. — [Effective as of 2008-01-02]. — К.: SE Ukrmetrteststandard), 2008. — 83 с/р.
- Природний газ. Визначення енергії (ISO 15112:2007, IDT): ДСТУ ISO 15112:2009. — [Чинний від 2011-01-01]. — К.: Держспоживстандарт України (Natural gas. Energy determination. (ISO 15112:2007, IDT): DSTU ISO 15112:2009. — [Effective as of 2011-01-01]. — К.: Derzhspozhyvstandart Ukraine) 2010. — 54 с/р.
- EN 1776:1998 Gas supply systems — Natural gas measuring stations — Functional requirements. Brussels, 1998 — 48 p.
- Природний газ. Настанови щодо відбирання проб (ISO 10715:1997, IDT): ДСТУ ISO 10715:2009. — [Чинний від 2011-01-01]. — К.: Держспоживстандарт України (Natural gas. Sampling guidelines (ISO 10715:1997, IDT): DSTU ISO 10715:2009. — [Effective as of 2011-01-01]. — К.: Derzhspozhyvstandart Ukraine), 2010. — 36 с/р.
- Газ природный. Методы расчета физических свойств. Определение физических свойств природного газа, его компонентов и продуктов его переработки: ГОСТ 30319.1-96. — [Введен с 1997-07-01]. — М.: Изд-во стандартов (Natural gas. Methods of calculation of physical properties. Definition of physical properties of natural gas, its components and processing products: GOST 30319.1-96. — [Effective as of 1997-07-01]. — М.: Standart Publishing House), 1997. — 16 с/р.
- PTB-Mitteilungen. Special Issue. Metering Energy and Fluid Flows // Volume 119 (2009) No. 1. Physikalisch-Technische Bundesanstalt, Braunschweig. — 2009. — 50 p.
- Газ природный. Методы расчета физических свойств. Определение физических свойств природного газа, его компонентов и продуктов его переработки: ГОСТ 30319.2-96. — [Введен с 1997-07-01]. — М.: Изд-во стандартов. (Natural gas. Methods of calculation of physical properties. Definition of compressibility coefficient: GOST 30319.1-96. — [Effective as of 1997-07-01]. — М.: Standart Publishing House), 1997. — 54 с/р.
- Kastner J. GAS-LAB Q1: Gas quality measuring device based on infrared technology / J. Kastner, D. Stirnberg // Elster-Instromet Profiles. — 2002. — № 2. — P. 6 — 8.
- Ващишак С.П. Сучасні підходи до створення інфрачервоних газоаналізаторів для аналізу природного газу / С.П. Ващишак, В.М. Романів, С.А. Чеховський // Нафтогазова енергетика (Vaschyshak S.P. Modern approaches to the development of infrared gas analyzers for analysis of natural gas / S.P. Vaschyshak, V.M. Romaniv, S.A. Chekhovskiy // Oil and gas energy). — 2007. — № 4(5). — С/р. 70—75.
- O. Karpash. New approach to natural gas quality determination / O. Karpash, I. Darvay, M. Karpash // Journal of petroleum science and engineering. — 2010. — Vol.71, Issue 3-4. — P. 133—137.
- Вимірювальні системи для газоподібного палива (OIML R 140 Edition 2007, IDT): ДСТУ OIML R 140:2014. — [Чинний від 2016-01-01]. — К.: Держспоживстандарт України (Measuring Systems For Gaseous Fuel (OIML R 140 Edition 2007, IDT): DSTU OIML R 140:2014. — [Effective as of 2016-01-01]. — К.: Derzhspozhyvstandart Ukraine), 2015. — 111 с/р.
- Коректори до лічильників газу електронні. Загальні технічні умови (EN 12405:2002, IDT): ДСТУ EN 12405:2006. — [Чинний від 2007-01-01]. — К.: Держспоживстандарт України (Gas meters. Gas-volume electronic conversion devices. General specifications (EN 12405:2002, IDT): DSTU EN 12405:2006. — [Effective as of 2007-01-01]. — К.: Derzhspozhyvstandart Ukraine), 2007. — 44 с/р.
- EN 12405-2:2012 Gas meters. Conversion devices. Energy conversion. Brussels, 2012 — 78 p.
- Петришин І.С. Тестування та оцінка впливу обчислювальних компонентів на метрологічні характеристики засобів вимірювань витрати та кількості газу / І.С. Петришин, Я.В. Безгачнюк, Н.І. Петришин, О.А. Бас // Вісник Вінницького політехнічного інституту (Petryshyn I.S. Testing and estimation of calculation components influence at metrological properties of gas flow metering devices / I.S. Petryshyn, Ya.V. Bezgachnyuk, N.I. Petryshyn, O.A. Bas // Bulletin of Vinnitsa Polytechnic Institute). — 2014. — № 5. — С/р. 15 — 24.
- Системы измерительные калориметрические газовые RBM 2000. Государственный реестр средств измерений Российской Федерации (Gas calorimetric measurement systems RBM 2000. State Register of measuring instruments of the Russian Federation) №27725-04.
- Власюк Я.М. Густиномір газовий OE-R02 / Власюк Я.М., Прудніков Б.І., Цьомик В.П. // Н/т конференція «Приладобудування — 2010», Київ (Vlasyuk Y.M. Gas density meter OE-R02 / Vlasyuk Y.M., Prudnikov B.I., Tsomik V.P. // N/t conference «Instrument-2010», Kyiv), 2010. — С/р. 259.
- Нетесин С.Г. Акустический поточный плотномер природного газа «Курс-02» / С.Г. Нетесин // Всеукраїнський семінар-нарада «Приладовий облік газу», 21—24 травня 2013, Судак: НАК «Нафтогаз» (Netesin S.G. Acoustic streaming density meter of natural gas «Kurs-02» / S.G. Netesin // All-Ukrainian workshop «Instrument calculation of gas», 21 — 24 May 2013, Sudak, «Naftogaz»). — 2013. — С/р. 48 — 50.
- Випробувальні гази. Випробувальний тиск. Категорії приладів (ГОСТ EN 437:2012, IDT; EN 437:2003, IDT): ДСТУ ГОСТ EN 437:2014 [Чинний від 2014-11-01]. — К.: Держспоживстандарт України (Test gases. Test pressures. Appliance categories (GOST EN 437:2012, IDT; EN 437:2003, IDT): DSTU GOST EN 437:2014. — [Effective as of 2014-11-01]. — К.: Derzhspozhyvstandart Ukraine), 2014. — 39 с/р. ■

Отримано / received: 16.06.2015.

Стаття рекомендована до публікації д.т.н., проф. П.М. Райтером (Україна).

Prof. P.M. Rayter, D. Sc. (Techn.), Ukraine, recommended this article to be published.