



## МЕТРОЛОГІЧНА МОДЕЛЬ НАПІРНОГО ВИТРАТОМІРА ПРИ КОНТРОЛІ ЕНЕРГЕТИЧНОЇ ЦІННОСТІ ПРИРОДНОГО ГАЗУ

- В.В. Малісевич**, аспірант Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу  
**О.Є. Середюк**, доктор технічних наук, професор Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу  
**Д.О. Середюк**, кандидат технічних наук, доцент Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу



В.В. Малісевич

О.Є. Середюк

Д.О. Середюк

*Наведено алгоритм функціонування і технічні аспекти створення напірного витратоміра з використанням композиції первинних перетворювачів – трубки Піто і термоанемометричного перетворювача. Здійснено метрологічний аналіз напірного витратоміра на базі концепції невизначеності за умови його застосування при вимірюванні енергетичної цінності природного газу. Оцінено складові стандартної невизначеності вимірювань витратоміром і розраховано їх числові значення. Обґрунтовано можливість практичного застосування витратоміра як робочого засобу вимірювання для запровадження європейського підходу щодо обліку енергетичної цінності природного газу.*

*The algorithm of functioning and the technical aspects of creation of a head flowmeter with the usage of composition of primary converters – Pitot's tube and hot-wire converter are given. The metrological analysis based on the concept of uncertainty of a head flowmeter at its application while measuring the calorific value of natural gas is carried out. The components of the standard uncertainty of the flowmeter are estimated and their values are calculated. The possibility of practical application of a flowmeter as a working tool of measurement for introduction of the European approach according to the accounting of calorific value of natural gas flow is proved.*

**Постановка проблеми.** З урахуванням необхідності вирішення важливих завдань енергоощадності дедалі актуальнішим стає питання переходу газо-

вої галузі України на облік природного газу за його енергетичною цінністю [1]. Як відомо, вона залежить від компонентного складу природного газу, який може змінюватися від характеристик газового родовища, способу і джерел формування газових потоків. Зважаючи на те, що в практиці США та країн Євросоюзу розрахунок за спожитий газ вже здійснюється з урахуванням його енергетичної цінності [2], очевидним є практичне впровадження таких підходів до розв'язання проблемних завдань з обліку природного газу в Україні [3], що є одним із напрямків для вирішення питань енергозбереження і підтверджується наявністю відповідного нормативного документа [4]. Із використанням такого підходу до обліку природного газу стає можливим обґрунтування рівня встановленої на нього ціни.

Аналіз літературних джерел показав, що під час обліку природного газу використовують інформаційно-вимірювальні системи, які реалізують метод змінного перепаду тиску або створені на базі роторних чи турбінних лічильників газу з відповідними коректорами для зведення вимірюваного об'єму природного газу до стандартних умов [5, 6]. Контроль теплоти згоряння природного газу при цьому покладено на відповідні підрозділи газотранспортних і газопостачальних організацій з метою недопущення відхилень цього параметра за допустимі межі. Для цього застосовуються опосередкований (ґрунтується на розрахунку теплоти згоряння за результатами хроматографічного аналізу компонентного складу природного газу) або прямий (ґрунтується на безпосередньому вимірюванні теплової енергії газу, що виділяється внаслідок його спалювання) методи визначення калорійності природного газу. Це потребує відповідного розвитку не тільки необхідного метрологічного забезпечення у сфері обліку природного газу з урахуванням його енергетичної цінності, але й створення відповідної технічної бази робочих засобів вимірювань [7].

Для вирішення поставленої задачі може бути використаний один із нових видів витратомірів, наприклад, напірний витратомір на базі композиції трубки

Піто і термоанемометричного перетворювача [8, 9]. Таке поєднання первинних перетворювачів відкриває можливість вимірювання витрати газу одночасно з урахуванням його теплофізичних властивостей, що забезпечує технічну реалізацію визначення енергетичної цінності плинних потоків природного газу.

**Метою роботи** є розробка метрологічної моделі напірного витратоміра при контролі енергетичної цінності плинних потоків природного газу.

Для вимірювання витрати природного газу застосовується напірний витратомір, який використовує як інформативний параметр локальну швидкість потоку газу в трубопроводі, що дає можливість здійснювати вимірювання витрати за швидкістю в одній точці перетину труби [10]. Застосування при цьому термоанемометричного перетворювача як доповнюючого вузла до гідродинамічної трубки Піто дозволяє визначати теплофізичні властивості природного газу, зокрема, його теплоту згоряння. Тут зауважимо, що відомі практичні аспекти застосування термоанемометричних перетворювачів стосуються вимірювання витрати [11, 12] або вимірювання тільки теплофізичних параметрів робочого середовища [6].

Як відомо, алгоритм розрахунку енергетичної цінності  $E$  плинних потоків природного газу описується виразом [4]

$$E = q \cdot H, \quad (1)$$

де  $q$  – об'ємна витрата;  $H$  – нижча теплота згоряння природного газу.

Об'ємну витрату природного газу  $q$  при функціонуванні напірного витратоміра можна обчислити за формулою [10]

$$q = \frac{\pi}{4} K_v \cdot v \cdot d^2, \quad (2)$$

де  $K_v$  – відношення середньої швидкості потоку газу в трубопроводі до локальної швидкості потоку в точці вимірювання;  $v$  – локальна швидкість потоку;  $d$  – внутрішній діаметр трубопроводу.

При застосуванні трубки Піто швидкість потоку робочого середовища  $v$  у формулі (2) можна визначати за формулою

$$v = \sqrt{\frac{2g\Delta p K_T p_C T_K}{\rho_C p T_C}}, \quad (3)$$

де  $\Delta p$  – перепад тиску на трубці Піто;  $K_T$  – коефіцієнт трубки Піто, який визначається її конструктивним виконанням;  $\rho_C$  – густина газу за стандартних умов;  $p$ ,  $T$  – абсолютний тиск і абсолютна температура газу в трубопроводі відповідно;  $p_C$ ,  $T_C$  – значення тиску і температури природного газу за стандартних умов відповідно;  $K$  – коефіцієнт стисливості природного газу.

Оскільки для застосування формули (1) необхідно мати значення  $H$  без проведення відповідного хроматографічного чи калориметричного аналізу, авторами запропоновано використання методології статистичного аналізу бази даних компонентного складу природного газу [13]. Її суть зводиться до формування бази даних, яка містить відомості за результатами попередньо виконаного хроматографічного аналізу про компонентний склад, нижчу теплоту згоряння та густину за стандартних умов різних складів природного газу. Для кожного із відомих 97 складів природного газу розраховувалися коефіцієнт теплопровідності [14, 15], коефіцієнт теплоємності [15, 16], коефіцієнт динамічної в'язкості [17] і значення нижчої теплоти згоряння [17]. Далі, з використанням критерію подібності Нуссельта обчислювався коефіцієнт тепловіддачі  $\alpha_C$  з урахуванням конструктивного виконання термоанемометричного перетворювача і певної швидкості робочого середовища (вибрано 1 м/с). Це дозволило емпіричним шляхом установити таку регресійну залежність:

$$H_C(\alpha) = 145205 \cdot \alpha_C - 141,732 \cdot 10^6, \text{ Дж/м}^3, \quad (4)$$

де  $\alpha_C$  – коефіцієнт тепловіддачі термоанемометричного перетворювача за стандартних умов робочого середовища.

З урахуванням сформованої бази реальних даних складу природного газу залежність (4) є справедливою для газів, що у своєму складі містять метан об'ємною концентрацією 92,5...98,1 %, етан об'ємною концентрацією 0,6...3,3 %, пропан об'ємною концентрацією 0,2...1,5 %, азот об'ємною концентрацією 0,5...1,2 %, вуглекислий газ об'ємною концентрацією 0...0,9 %.

Коефіцієнт тепловіддачі  $\alpha$  за робочих умов функціонування напірного витратоміра можна визначати експериментальним шляхом за формулою

$$\alpha = \frac{I_d^2 R_d}{\pi d_d J_d (T_d - T)}. \quad (5)$$

Оскільки температуру  $T_d$  металеві дросели під час роботи витратоміра виміряти складно, то її розраховуємо на підставі відомих конкретних фізичних властивостей металеві дросели і температурного коефіцієнта зміни електричного опору:

$$T_d = \frac{R_d + R_C (k_T T_C - 1)}{k_T R_C}, \quad (6)$$

де  $R_C$  – електричний опір дросели за стандартних умов робочого середовища, який визначається її конкретними геометричними розмірами та фізичними властивостями (довжиною, діаметром, питомим електричним опором);  $k_T$  – температурний коефіцієнт зміни електричного опору.

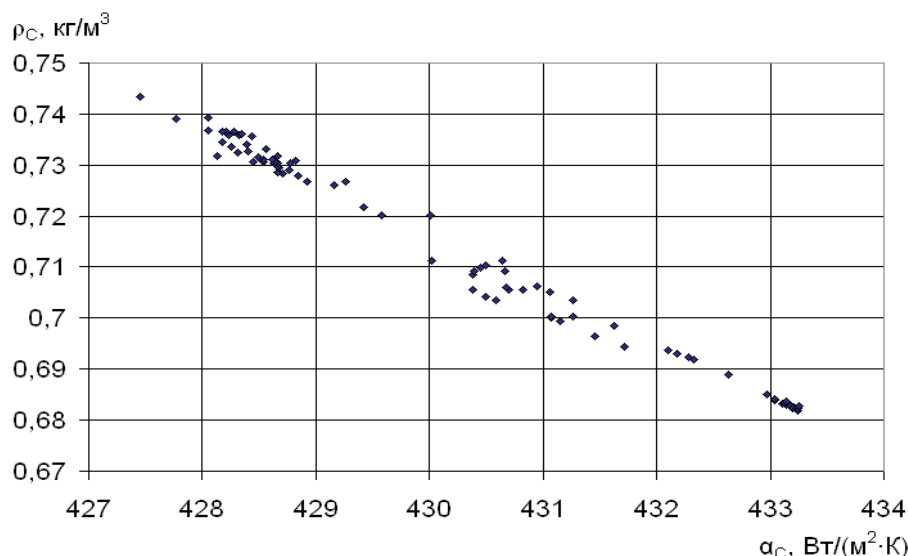


Рис. 1. Графічна залежність густини природного газу від коефіцієнта тепловіддачі термоанемометричного перетворювача при відсутності потоку ( $v = 0$  м/с) і діаметрі дротини  $d_d = 30$  мкм

Враховуючи, що експериментально отримана регресійна залежність (4) для розрахунку теплоти згоряння природного газу справедлива тільки для коефіцієнта тепловіддачі  $\alpha_c$ , визначеного за стандартних умов і швидкості потоку газу 1 м/с, при реалізації алгоритму функціонування напірного витратоміра за будь-яких робочих умов необхідно здійснити коригування коефіцієнта тепловіддачі до стандартних умов за формулою

$$\alpha_c = \frac{1472084 \cdot \alpha}{\alpha_a(p, T) (\sqrt{612500 \cdot v + 430})},$$

де  $\alpha_a(p, T)$  – апроксимаційні значення коефіцієнта тепловіддачі за абсолютної температури газу (в кельвінах) і абсолютного тиску (в паскалях), що розраховуються за формулою

$$\begin{aligned} \alpha_a(p, T) = & 2,171 \cdot 10^{-28} p^5 - 5,891 \cdot 10^{-22} p^4 - \\ & - 2,573 \cdot 10^{-24} T p^4 - 2,025 \cdot 10^{-16} p^3 + 1,184 \cdot 10^{-17} T p^3 + \\ & + 9,224 \cdot 10^{-10} p^2 - 1,726 \cdot 10^{-11} T p^2 + 1,979 \cdot 10^{-3} p + \\ & + 7,364 \cdot 10^{-6} T p + 1,773 T + 318,7. \end{aligned}$$

Оскільки до алгоритму (3) входить густина природного газу за стандартних умов  $\rho_c$ , визначити яку за допомогою напірного витратоміра при рухомому середовищі в трубопроводі неможливо, авторами запропоновано нове технічне рішення [9] практичного функціонування напірного витратоміра. Основною відмінністю його конструкції є розміщення термоанемометричного перетворювача в обвідному трубопроводі з двома перекривними вентилями. Завдяки цьому стає можливим визначення коефіцієнта тепловіддачі за умови нерухомого потоку газу  $\alpha_0$  (індекс “0” характеризує нульову швидкість потоку).

Для функціонування напірного витратоміра необхідно також попередньо встановити функціо-

нальну залежність між густиною природного газу за стандартних умов і коефіцієнтом тепловіддачі термоанемометричного перетворювача за стандартних умов при відсутності потоку природного газу. Використовуючи методологію, яка є аналогічною до отримання регресійної залежності (4), виведено таку регресійну залежність, яка ілюструється рис. 1:

$$\rho_c(\alpha) = 3,8268 \cdot 10^{-4} \alpha_{c0}^2 - 0,34024 \alpha_{c0} + 76,262, \text{ кг/м}^3, \quad (7)$$

де  $\alpha_{c0}$  – коефіцієнт тепловіддачі при нерухомому робочому середовищі.

Для застосування залежності (7) необхідно визначений за робочих умов напірного витратоміра коефіцієнт  $\alpha_0$  привести до його значення за стандартних умов робочого середовища за формулою

$$\begin{aligned} \alpha_{c0} = & 429,06 \alpha_0 / (-2,061 \cdot 10^{-12} p^2 + 8,785 \cdot 10^{-5} p + \\ & + 1,681 T - 2,316 \cdot 10^{-7} p T - 65,7), \text{ Вт/(м}^2 \cdot \text{К)}. \end{aligned} \quad (8)$$

Наведені вище отримані залежності дають можливість здійснити метрологічний аналіз напірного витратоміра, для чого застосуємо концепцію невизначеності у вимірюваннях [18].

Для розрахунку стандартної невизначеності вимірювань енергетичної цінності природного газу за допомогою напірного витратоміра сформовано його метрологічну модель (рис. 2). На ній позначено:  $u_{BE}$  – оцінка стандартної невизначеності визначення енергетичної цінності природного газу;  $u_{BH}$  – оцінка стандартної невизначеності визначення нижчої теплоти згоряння природного газу;  $u_{Bq}$  – оцінка стандартної невизначеності визначення витрати природного газу;  $u'_{BH}$  – оцінка стандартної невизначеності апроксимації теплоти згоряння природного газу за коефіцієнтом тепловіддачі  $\alpha_c$  термоанемометричного перетворювача;  $u_{Bac}$  – оцінка стандартної невизначеності приведення коефіцієнта  $\alpha$  до стан-

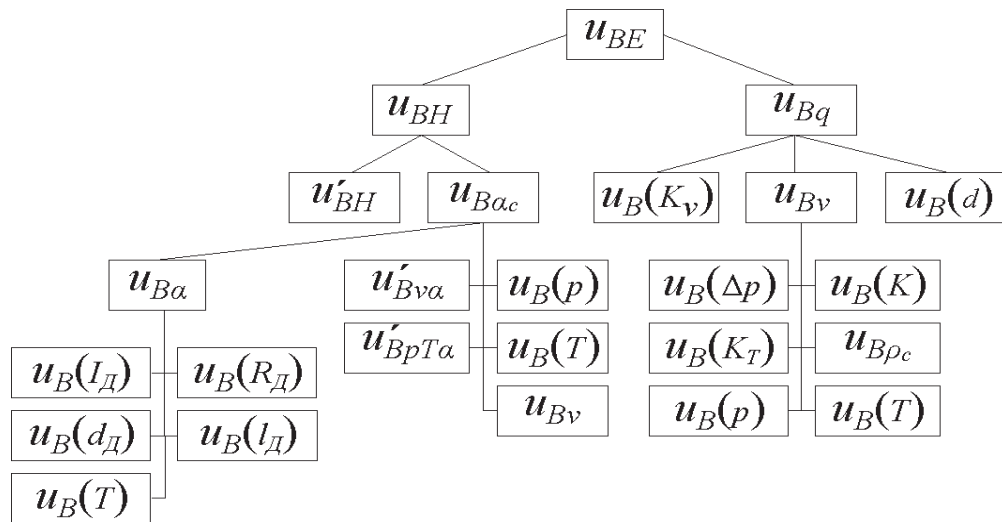


Рис. 2. Метрологічна модель визначення енергетичної цінності витрати газу при функціонуванні парціального витратоміра

дартних умов;  $u_{B\alpha}$  – оцінка стандартної невизначеності визначення коефіцієнта  $\alpha$  за робочих умов напірного витратоміра;  $u_B(I_d)$ ,  $u_B(R_d)$ ,  $u_B(d_d)$ ,  $u_B(l_d)$ ,  $u_B(p)$ ,  $u_B(T)$  – оцінки стандартних невизначеностей вимірювання сили електричного струму через термоанемометричний давач, електричного опору, діаметра та довжини термоанемометричного давача, тиску та температури природного газу відповідно;  $u'_{BpT\alpha}$ ,  $u'_{Bv\alpha}$  – оцінки стандартних невизначеностей апроксимацій коефіцієнта  $\alpha$  від тиску, температури та швидкості потоку газу відповідно;  $u_B(p)$ ,  $u_B(T)$  – оцінки стандартних невизначеностей вимірювання тиску і температури відповідно;  $u_{Bv}$  – оцінка стандартної невизначеності визначення швидкості потоку природного газу;  $u_B(d)$ ,  $u_B(\Delta p)$  – оцінки стандартних невизначеностей вимірювання внутрішнього діаметра трубопроводу і перепаду тиску на трубці Піто відповідно;  $u_B(K_v)$  – оцінка стандартної невизначеності визначення коефіцієнта трубки Піто;  $u_{BK}$ ,  $u_{B\rho_c}$  – оцінки стандартних невизначеностей визначення коефіцієнта стисливості та густини природного газу за стандартних умов відповідно.

З урахуванням того, що до метрологічної моделі (рис. 2) входить стандартна невизначеність визначення густини природного газу за стандартних умов  $u_{B\rho_c}$ , розглянемо доповнюючу метрологічну модель для її визначення.

Метрологічна модель визначення  $u_{B\rho_c}$  (рис. 3) містить такі невизначеності:  $u'_{B\rho_c}$  – оцінка стандартної невизначеності апроксимації густини природного газу за стандартних умов від коефіцієнта тепловіддачі  $\alpha_{c0}$  за стандартних умов при швидкості потоку  $0$  м/с;  $u_{B\alpha_{c0}}$  – оцінка стандартної невизначеності приведення коефіцієнта тепловіддачі при відсутності потоку  $\alpha_0$  до стандартних умов;  $u'_{BpT\alpha_0}$  – оцінка стандартної невизначеності апроксимації коефіцієнта  $\alpha$  від тиску та температури відповідно.

Оцінки стандартної невизначеності  $u_{B\rho_c}$  на підставі (7) розрахуємо за формулою

$$u_{B\rho_c} = \sqrt{u'_{B\rho_c}{}^2 + \left( \frac{\partial \rho_c}{\partial \alpha_{c0}} u_{B\alpha_{c0}} \right)^2}. \quad (9)$$

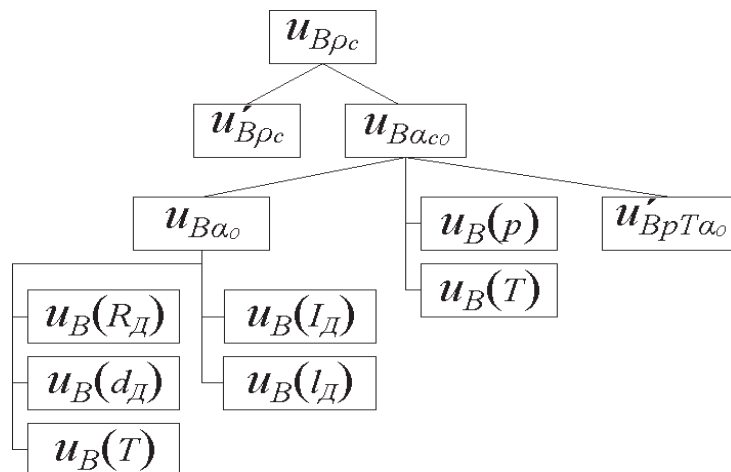


Рис. 3. Метрологічна модель визначення приведеної до стандартних умов густини природного газу при функціонуванні парціального витратоміра

Оцінки стандартної невизначеності апроксимації  $u'_{\text{ВрС}}$  визначення  $\rho_{\text{С}}$  розрахуємо за формулою

$$u'_{\text{ВрС}} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (\rho_{\text{Pi}} - \rho_{\text{Ei}})^2}{n}}, \quad (10)$$

де  $\rho_{\text{Pi}}$ ,  $\rho_{\text{Ei}}$  –  $i$ -те розрахункове та експериментальне значення густини  $\rho_{\text{С}}$ ;  $n$  – кількість експериментальних значень.

Використовуючи набір даних (рис. 1), за формулою (10) отримуємо  $u'_{\text{ВрС}} = 0,0018 \text{ кг/м}^3$ .

Враховуючи, що згідно з алгоритмом визначення густини природного газу під час роботи напірного витратоміра (7) коефіцієнт  $\alpha_0$  потрібно привести до стандартних умов за формулою (8), оцінки стандартної невизначеності  $u_{\text{Васо}}$  обчислимо за формулою

$$u_{\text{Васо}} = \left[ \left( \frac{\partial \alpha_{\text{C}_0}}{\partial \alpha_0} \cdot u_{\text{Вас}_0} \right)^2 + \left( \frac{\partial \alpha_{\text{C}_0}}{\partial p} \cdot u_{\text{В}}(p) \right)^2 + \left( \frac{\partial \alpha_{\text{C}_0}}{\partial T} \cdot u_{\text{В}}(T) \right)^2 + u_{\text{ВрТ}\alpha_0}^2 \right]^{1/2}. \quad (11)$$

Для оцінки стандартної невизначеності визначення коефіцієнта  $\alpha_0$  при відсутності потоку газу за робочих умов витратоміра  $u_{\text{Вас}_0}$  скористаємося алгоритмом (5)–(6) визначення коефіцієнта тепловіддачі.

Далі, використовуючи принцип незалежності похибки вимірювання параметрів у алгоритмі (5)–(6), внаслідок прийняття умови відсутності кореляційних зв'язків між окремими параметрами розрахуємо  $u_{\text{Вас}_0}$  за формулою

$$u_{\text{Вас}_0} = \left[ \left( \frac{\partial \alpha}{\partial I_{\text{Д}}} u_{\text{В}}(I_{\text{Д}}) \right)^2 + \left( \frac{\partial \alpha}{\partial R_{\text{Д}}} u_{\text{В}}(R_{\text{Д}}) \right)^2 + \left( \frac{\partial \alpha}{\partial d_{\text{Д}}} u_{\text{В}}(d_{\text{Д}}) \right)^2 + \left( \frac{\partial \alpha}{\partial l_{\text{Д}}} u_{\text{В}}(l_{\text{Д}}) \right)^2 + \left( \frac{\partial \alpha}{\partial T} u_{\text{В}}(T) \right)^2 \right]^{1/2}, \quad (12)$$

де  $\partial \alpha / \partial I_{\text{Д}}$ ,  $\partial \alpha / \partial R_{\text{Д}}$ ,  $\partial \alpha / \partial d_{\text{Д}}$ ,  $\partial \alpha / \partial l_{\text{Д}}$ ,  $\partial \alpha / \partial T$  – коефіцієнти чутливості для розрахунку оцінок стандартних невизначеностей параметрів  $I_{\text{Д}}$ ,  $R_{\text{Д}}$ ,  $d_{\text{Д}}$ ,  $l_{\text{Д}}$ ,  $T$  відповідно;  $u_{\text{В}}(I_{\text{Д}})$ ,  $u_{\text{В}}(R_{\text{Д}})$ ,  $u_{\text{В}}(d_{\text{Д}})$ ,  $u_{\text{В}}(l_{\text{Д}})$ ,  $u_{\text{В}}(T)$  – стандартні невизначеності вимірювання параметрів  $I_{\text{Д}}$ ,  $R_{\text{Д}}$ ,  $d_{\text{Д}}$ ,  $l_{\text{Д}}$ ,  $T$  відповідно.

Оцінки стандартних невизначеностей з (12) будемо обчислювати за типом  $B$  внаслідок відсутності результатів багаторазових вимірювань. При цьому задамося такими попередньо визначеними оцінками значень вхідних величин для робочих умов функціонування витратоміра:  $I_{\text{Д}} = 0,2 \text{ А}$ ;  $R_{\text{Д}} = 3,78 \text{ Ом}$ ;  $d_{\text{Д}} = 30 \times 10^{-6} \text{ м}$ ;  $l_{\text{Д}} = 0,01 \text{ м}$ ;  $T = 303,15 \text{ К}$ .

Стандартні невизначеності вимірювання параметрів  $I_{\text{Д}}$ ,  $T$ ,  $R_{\text{Д}}$  та  $l_{\text{Д}}$  визначаються метрологічними характеристиками використовуваних вимірювальних приладів. Так, для вимірювання електричного струму використовувався амперметр з границями основної похибки  $\delta(I_{\text{Д}}) = \pm 0,05 \%$ , для вимірювання електричного опору застосовувався омметр з границями основної похибки  $\delta(R_{\text{Д}}) = \pm 0,05 \%$ , довжину металевої дротини вимірювали за допомогою мікроскопа з границями абсолютної похибки  $\Delta(l_{\text{Д}}) = \pm 1 \cdot 10^{-6} \text{ м}$ , температуру природного газу вимірювали за допомогою термометра з границями абсолютної похибки  $\Delta(T) = \pm 0,15 \text{ К}$ .

Діаметр металевої дротини визначали розрахунковим методом шляхом вимірювання її електричного опору за допомогою мостової схеми, що забезпечило досягнення абсолютної похибки з границями  $\Delta(d_{\text{Д}}) = \pm 1 \cdot 10^{-8} \text{ м}$ .

Оцінку стандартної невизначеності апроксимації  $u'_{\text{ВрТ}\alpha_0}$  приймемо рівною середньоквадратичному відхиленню значень  $\alpha_0$ , тобто  $u'_{\text{ВрТ}\alpha_0} = \sigma_{\alpha_0} = 1,135 \text{ Вт/(м}^2 \cdot \text{К)}$ , яке отримано при застосуванні програмного забезпечення Matlab для апроксимації функції  $\alpha_{\text{орт}}(p, T)$ .

Для кількісної оцінки коефіцієнтів чутливості з (11), (12) попередньо задамося значенням  $p = 0,2 \text{ МПа}$ ,  $\alpha_0 = 450,115 \text{ Вт/(м}^2 \cdot \text{К)}$  та конкретизуємо, що для вимірювання тиску природного газу використовується перетворювач тиску з границями основної похибки  $\delta(p) = \pm 0,1 \%$ .

Математичні вирази та числові значення розрахунків коефіцієнтів чутливості та оцінок стандартних невизначеностей, що входять у вирази (9), (11) та (12), наведено в табл. 1.

Підставивши розраховані значення (табл. 1) у формули (11)–(14), отримуємо:  $u_{\text{Вас}_0} = 0,283 \text{ Вт/(м}^2 \cdot \text{К)}$ ;  $u_{\text{Васо}} = 1,17 \text{ Вт/(м}^2 \cdot \text{К)}$ ;  $u_{\text{ВрС}} = 0,011 \text{ кг/м}^3$ .

На базі алгоритму (1) і за умови припущення відсутності кореляційних зв'язків між значеннями його параметрів [18], запишемо такий вираз для оцінки стандартної невизначеності  $u_{\text{ВЕ}}$  визначення енергетичної цінності природного газу  $E$ :

$$u_{\text{ВЕ}} = \sqrt{\left( \frac{\partial E}{\partial q} u_{\text{Вq}} \right)^2 + \left( \frac{\partial E}{\partial H} u_{\text{ВH}} \right)^2}, \quad (13)$$

де  $\partial E / \partial q$  і  $\partial E / \partial H$  – вагові коефіцієнти чутливості для розрахунку стандартної невизначеності параметрів  $q$  та  $H$  відповідно.

Оцінки стандартної невизначеності  $u_{\text{Вq}}$  можна розрахувати, використавши принцип незалежності похибки вимірювання параметрів у (2). Тому знову припустивши, що в (2) немає кореляційних зв'язків між його параметрами, запишемо

$$u_{\text{Вq}} = \sqrt{\left( \frac{\partial q}{\partial d} u_{\text{В}}(d) \right)^2 + \left( \frac{\partial q}{\partial v} u_{\text{Вv}} \right)^2 + \left( \frac{\partial q}{\partial K_{\text{v}}} u_{\text{В}}(K_{\text{v}}) \right)^2}, \quad (14)$$

Таблиця 1

Математичні вирази та результати обчислень коефіцієнтів чутливості та стандартних невизначеностей для розрахунку невизначеності  $U_{Bpc}$

Позначення вагових коефіцієнтів або невизначеностей	Формула для обчислення	Числове значення
$u_B(I_D)$	$\frac{2 \cdot \delta(I_D) \cdot I_D}{100 \cdot \sqrt{36}}$	$3,3 \cdot 10^{-5}$ А
$u_B(R_D)$	$\frac{2 \cdot \delta(R_D) \cdot R_D}{100 \cdot \sqrt{36}}$	$6,3 \cdot 10^{-4}$ Ом
$u_B(d_D)$	$\frac{2 \cdot \Delta(d_D)}{\sqrt{36}}$	$3,3 \cdot 10^{-9}$ м
$u_B(l_D)$	$\frac{2 \cdot \Delta(l_D)}{\sqrt{24}}$	$4,1 \cdot 10^{-7}$ м
$u_B(T)$	$\frac{2 \cdot \Delta(T)}{\sqrt{36}}$	0,05 К
$u_B(p)$	$\frac{2 \cdot \delta(p) \cdot p}{100 \cdot \sqrt{36}}$	66,7 Па
$\frac{\partial \rho_C}{\partial \alpha_{C0}}$	$0,7654 \cdot 10^{-3} \alpha_{C0} - 0,34024$	$-0,0098 \frac{\text{кг} \cdot \text{К}}{\text{Вт} \cdot \text{м}}$
$\frac{\partial \alpha_0}{\partial I_D}$	*	$4501,15 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К} \cdot \text{А}}$
$\frac{\partial \alpha_0}{\partial R_D}$	*	$-89,007 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К} \cdot \text{Ом}}$
$\frac{\partial \alpha_0}{\partial d_D}$	*	$-6,744 \cdot 10^7 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^3 \cdot \text{К}}$
$\frac{\partial \alpha_0}{\partial l_D}$	*	$3,364 \cdot 10^4 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^3 \cdot \text{К}}$
$\frac{\partial \alpha_0}{\partial T}$	*	$1,263 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}^2}$
$\frac{\partial \alpha_{C0}}{\partial p}$	*	$-1,623 \cdot 10^{-5} \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К} \cdot \text{Па}}$
$\frac{\partial \alpha_{C0}}{\partial T}$	*	$-1,578 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}^2}$
$\frac{\partial \alpha_{C0}}{\partial \alpha_0}$	*	0,959

\* Частинні похідні, визначені за допомогою програмного забезпечення MathCad і не подані в таблиці у зв'язку з громіздкістю виразів.

де  $\partial q/\partial d$ ,  $\partial q/\partial v$ ,  $\partial q/\partial K_v$  – коефіцієнти чутливості для розрахунку стандартної невизначеності параметрів  $d$ ,  $v$  і  $K_v$  відповідно;  $u_B(d)$ ,  $u_B(K_v)$  – оцінки стандартних невизначеностей вимірювання параметрів  $d$  і  $K_v$  відповідно.

У формулі (14) стандартну невизначеність  $K_v$  не вказано внаслідок того, що згідно з [10] коефіцієнт

$K_v = 1$  за умови, що трубку Піто встановлено на відстані  $(0,242 \pm 0,013)r$  від внутрішньої поверхні труби ( $r$  – внутрішній радіус трубопроводу у вимірювальному перетині). Для моделювання похибки взято трубопровід з внутрішнім радіусом 125 мм, а місце розміщення трубки Піто відповідає точці середньої швидкості потоку в перетині трубопро-

воду, яка задається з похибкою  $\pm 0,5$  мм, що задовольняє вимоги стандарту [10].

Для розрахунку стандартної невизначеності  $u_{Bv}$  розглянемо алгоритм (3) визначення швидкості  $v$  потоку робочого середовища. Знову, використавши принцип відсутності в (3) кореляційних зв'язків між його параметрами, запишемо формулу для оцінки невизначеності  $u_{Bv}$ :

$$u_{Bv} = \left[ \left( \frac{\partial v}{\partial \Delta p} u_B(\Delta p) \right)^2 + \left( \frac{\partial v}{\partial K_T} u_B(K_T) \right)^2 + \left( \frac{\partial v}{\partial T} u_B(T) \right)^2 + \left( \frac{\partial v}{\partial K} u_{BK} \right)^2 + \left( \frac{\partial v}{\partial \rho_c} u_{B\rho_c} \right)^2 + \left( \frac{\partial v}{\partial p} u_B(p) \right)^2 \right]^{1/2}, \quad (15)$$

де  $\partial v / \partial \Delta p$ ,  $\partial v / \partial K_T$ ,  $\partial v / \partial T$ ,  $\partial v / \partial K$ ,  $\partial v / \partial \rho_c$ ,  $\partial v / \partial p$  – коефіцієнти чутливості для розрахунку стандартної

Таблиця 2

Математичні вирази та результати обчислень коефіцієнтів чутливості та стандартних невизначеностей для розрахунку невизначеності  $U_{Bq}$

Позначення вагових коефіцієнтів або невизначеностей	Формула для обчислення	Числове значення
$\frac{\partial q}{\partial d}$	$0,5\pi K_v v d$	$1,226 \frac{M^2}{c}$
$\frac{\partial q}{\partial v}$	$0,25\pi K_v d^2$	$0,049 M^2$
$\frac{\partial v}{\partial \Delta p}$	$\frac{0,71gK_t p_c T K}{\rho_c p T_c \sqrt{g\Delta p K_t p_c T \frac{K}{\rho_c p T_c}}}$	$2,231 \frac{M}{c \cdot Pa}$
$\frac{\partial v}{\partial K_t}$	$\frac{0,71g\Delta p p_c T K}{\rho_c p T_c \sqrt{g\Delta p K_t p_c T \frac{K}{\rho_c p T_c}}}$	$1,568 \frac{M}{c}$
$\frac{\partial v}{\partial T}$	$\frac{0,71g\Delta p K_t p_c K}{\rho_c p T_c \sqrt{g\Delta p K_t p_c T \frac{K}{\rho_c p T_c}}}$	$5,151 \cdot 10^{-3} \frac{M}{c \cdot K}$
$\frac{\partial v}{\partial K}$	$\frac{0,71g\Delta p K_t p_c T}{\rho_c p T_c \sqrt{g\Delta p K_t p_c T \frac{K}{\rho_c p T_c}}}$	$1,603 \frac{M}{c}$
$\frac{\partial v}{\partial \rho_c}$	$-\frac{0,71g\Delta p K_t p_c T K}{\rho_c^2 p T_c \sqrt{g\Delta p K_t p_c T \frac{K}{\rho_c p T_c}}}$	$-2,213 \frac{M^4}{c \cdot kg}$
$\frac{\partial v}{\partial p}$	$-\frac{0,71g\Delta p K_t p_c T K}{\rho_c p^2 T_c \sqrt{g\Delta p K_t p_c T \frac{K}{\rho_c p T_c}}}$	$-7,808 \cdot 10^{-6} \frac{M}{c \cdot Pa}$
$u_B(d)$	$\frac{2 \cdot \Delta(d)}{\sqrt{24}}$	$2,041 \cdot 10^{-4} M$
$u_B(\Delta p)$	$\frac{2 \cdot \delta(\Delta p) \cdot \Delta p}{100 \cdot \sqrt{36}}$	$2,3 \cdot 10^{-4} Pa$
$u_B(K_T)$	$\frac{\delta(K_t) \cdot K_t}{100 \cdot \sqrt{3}}$	$0,0173$
$u_B(K)$	$\frac{\delta(K) \cdot K}{100 \cdot \sqrt{3}}$	$6,186 \cdot 10^{-4}$

невизначеності параметрів  $\Delta p$ ,  $K_T$ ,  $T$ ,  $K$ ,  $\rho_c$ ,  $p$  відповідно;  $u_B(\Delta p)$ ,  $u_B(K_T)$ ,  $u_B(T)$ ,  $u_B(p)$  – оцінки стандартних невизначеностей вимірювання параметрів  $\Delta p$ ,  $K_T$ ,  $T$ ,  $p$  відповідно.

Для чисельного розрахунку коефіцієнтів чутливості задамося значенням швидкості потоку  $v = 3,123$  м/с,  $\rho_c = 0,7056$  кг/м<sup>3</sup>.

Оцінки стандартних невизначеностей  $u_B(\Delta p)$ ,  $u_B(K_T)$ ,  $u_B(T)$ ,  $u_B(p)$  будемо обчислювати за типом В через відсутність результатів багаторазових вимірювань на етапі пошукових досліджень витратоміра. Для вимірювання внутрішнього діаметра трубопроводу використовується штангенциркуль з границями абсолютної похибки  $\Delta(d) = \pm 0,05$  мм. Для вимірювання перепаду тиску на трубці Піто застосовується перетворювач тиску з границями основної похибки  $\delta(\Delta p) = \pm 0,1$  %. Значення коефіцієнта трубки Піто  $K_T$  задано у паспорті  $K_T = 0,996$  з границями відносної похибки  $\delta(K_T) = \pm 3$  %.

Коефіцієнт стисливості  $K$  можна розрахувати за методикою, наведеною в [13] для природного газу, за таких умов: тиск  $p$  – у межах 0,1...1,2 МПа, температура  $T$  – 273,15...303,15 К, густина  $\rho$  – 0,66...0,7 кг/м<sup>3</sup>, вміст азоту  $x_{N_2}$  – 0...2,0 %, вміст вуглекислого газу  $x_{CO_2}$  – 0...0,5 %.

$$K = 1,00185 + p \left( \frac{0,0523625 - 20,5799}{T - 0,244369 x_{CO_2}} \right). \quad (16)$$

При цьому похибка визначення коефіцієнта стисливості може не виходити за границі  $\delta_K = \pm 0,11$  %.

Для вибраних при моделюванні вхідних параметрів обчислений з (16) коефіцієнт стисливості буде дорівнювати  $K = 0,974$ .

Математичні вирази та числові значення обчислень коефіцієнтів чутливості та оцінки стандартних невизначеностей, що входять у вирази (14) та (15), наведено в табл. 2. Після підставлення отриманих

значень коефіцієнтів та невизначеностей в (14) і (15) отримаємо:  $u_{Bv} = 0,036$  м/с;  $u_{Bq} = 0,0018$  м<sup>3</sup>/с.

Оцінку стандартної невизначеності  $u_{BH}$  розрахуємо згідно з метрологічною моделлю (рис. 3) за формулою

$$u_{BH} = \sqrt{u'_{BH}{}^2 + \left( \frac{\partial H}{\partial \alpha_c} \cdot u_{Bacc} \right)^2}. \quad (17)$$

Оцінку стандартної невизначеності апроксимації  $u'_{BH}$  визначення теплоти згорання природного газу розрахуємо за алгоритмом, аналогічним до (10), і отримаємо  $u'_{BH} = 48530,95$  Дж/м<sup>3</sup>.

Оцінка стандартної невизначеності  $u_{Bacc}$ , згідно з алгоритмом функціонування напірного витратоміра, складається зі стандартних невизначеностей визначення коефіцієнта  $\alpha$  за робочих умов, впливу робочого тиску, температури та швидкості потоку робочого середовища і може бути розрахована за формулою

$$u_{Bacc} = \left[ \left( \frac{\partial \alpha_c}{\partial \alpha} \cdot u_{B\alpha} \right)^2 + \left( \frac{\partial \alpha_c}{\partial p} \cdot u_B(p) \right)^2 + \left( \frac{\partial \alpha_c}{\partial T} \cdot u_B(T) \right)^2 + \left( \frac{\partial \alpha_c}{\partial v} \cdot u_{Bv} \right)^2 + u'_{BpT\alpha}{}^2 + u_{Bva}{}^2 \right]^{1/2}. \quad (18)$$

Оцінку стандартної невизначеності  $u_{B\alpha}$  розрахуємо за формулою (12), враховуючи, що електричний опір  $R_d$  буде іншим внаслідок того, що при вимірюванні витрати швидкість потоку є відмінною від нуля.

Тому попередньо задамося такими вхідними параметрами для оцінки невизначеності, обчисленими на базі (5), (6):  $\alpha = 2312$  Вт/(м<sup>2</sup>·К);  $R_d = 1,8195$  Ом.

Оцінки стандартних невизначеностей апроксимації  $u'_{BpT\alpha}$ ,  $u'_{Bva}$  розрахуємо, використовуючи формулу, яка є аналогічною до (10). У результа-

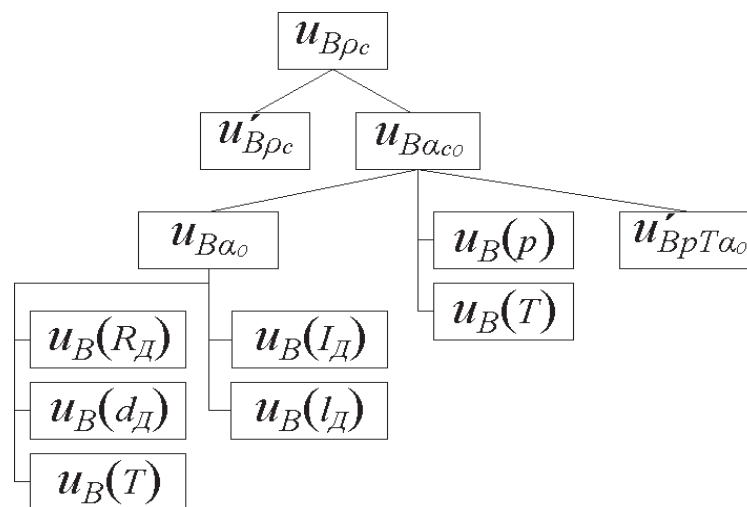


Рис. 3. Метрологічна модель визначення приведенної до стандартних умов густини природного газу при функціонуванні парціального витратоміра



ті отримуємо:  $u'_{\text{ВрГа}} = 6,4511 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$ ;  $u'_{\text{Вв}\alpha} = 0,0096 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$ .

Математичні вирази та числові значення розрахунків коефіцієнтів чутливості та оцінки стандартних невизначеностей для визначення  $u_{\text{ВН}}$  будуть становити:

$$u_{\text{В}}(R_{\text{Д}}) = \frac{2 \cdot \delta(R_{\text{Д}}) \cdot R_{\text{Д}}}{100 \cdot \sqrt{36}} = 3,033 \cdot 10^{-4} \text{ Ом};$$

$$\frac{\partial \alpha}{\partial I_{\text{Д}}} = 23129 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К} \cdot \text{А}};$$

$$\frac{\partial \alpha}{\partial R_{\text{Д}}} = -10143 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К} \cdot \text{Ом}};$$

$$\frac{\partial \alpha}{\partial d_{\text{Д}}} = -1,462 \cdot 10^9 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^3 \cdot \text{К}};$$

$$\frac{\partial \alpha}{\partial I_{\text{Д}}} = 1,846 \cdot 10^6 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^3 \cdot \text{К}};$$

$$\frac{\partial \alpha}{\partial T} = 69,278 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}^2};$$

$$\frac{\partial \alpha_{\text{с}}}{\partial p} = -2,226 \cdot 10^{-3} \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К} \cdot \text{Па}};$$

$$\frac{\partial \alpha_{\text{с}}}{\partial T} = -2,066 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}^2};$$

$$\frac{\partial \alpha_{\text{с}}}{\partial v} = -2,226 \cdot 10^{-3} \frac{\text{Вт} \cdot \text{с}}{\text{м}^3 \cdot \text{К}};$$

$$\frac{\partial \alpha_{\text{с}}}{\partial \alpha} = 0,523;$$

$$\frac{\partial H}{\partial \alpha_{\text{с}}} = 145205 \frac{\text{Дж} \cdot \text{К}}{\text{м} \cdot \text{Вт}}.$$

Підставивши розраховані значення складових у формули (12), (17), (18), отримуємо:  $u_{\text{В}\alpha} = 6,809 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$ ;  $u_{\text{В}\alpha\text{с}} = 7,373 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$ ;  $u_{\text{ВН}} = 1,07 \cdot 10^6 \text{ Дж}/\text{м}^3$ .

Після підставлення отриманих значень оцінок стандартних невизначеностей  $u_{\text{В}\alpha}$  і  $u_{\text{ВН}}$  в (13) та враховуючи, що  $\partial E/\partial q = H$ , а  $\partial E/\partial H = q$ , отримуємо таке значення оцінки стандартної невизначеності напірного витратоміра:  $u_{\text{ВЕ}} = 1,75 \cdot 10^5 \text{ Дж}/\text{год}$ .

Зважаючи, що для вибраних значень оцінок параметрів  $q = 0,153 \text{ м}^3/\text{год}$ ,  $H = 34,08 \cdot 10^6 \text{ Дж}/\text{м}^3$  згідно з (1) розрахункове значення енергетичної цінності буде становити  $E = 5,214 \cdot 10^6 \text{ Дж}/\text{год}$ , отримуємо таке числове значення оцінки відносної стандартної невизначеності вимірювання енергетичної цінності природного газу:

$$\delta u_{\text{Е}} = \frac{u_{\text{ВЕ}}}{E} \cdot 100 = 3,36 \%$$

Незважаючи на те, що отримане значення оцінки невизначеності при вимірюванні енергетичної цінності на перший погляд є суттєвим, воно не перевищує гранично допустимих значень при

вимірюванні витрати витратомірами змінного перепаду тиску на нижчих витратних режимах. Тому досліджений напірний витратомір може знайти практичне застосування як конструктивно цілісний робочий засіб вимірювання. Обґрунтуванням доцільності його практичного застосування є простота конструкції, дешевизна, відсутність потреби у проведенні хроматографічного аналізу складу газу і спалюванні або відборі проби газу при його аналізі, а також можливість визначення енергетичної цінності газу як інтегрального параметра під час його обліку. Досліджуваний витратомір може також бути застосований для контролю стабільності енергетичної цінності плинних потоків природного газу. Крім того, за допомогою такого витратоміра відкриваються можливості практичних аспектів вирішення прикладних задач у сфері обліку природного газу, зокрема, при діагностуванні витратомірів і лічильників з корекцією по визначенню енергетичних характеристик природного газу.

**Висновки.** Розглянуто алгоритм функціонування і технічні аспекти створення напірного витратоміра з використанням трубки Піто і термоанемометричного перетворювача, які виключають необхідність визначення компонентного складу природного газу, обґрунтовують можливість визначення енергетичної цінності плинних потоків природного газу.

Проведений метрологічний аналіз обґрунтовує можливість застосування такого витратоміра як робочого засобу вимірювання при вирішенні прикладних задач у сфері обліку природного газу, зокрема, при контролі енергетичної цінності його плинних потоків, при діагностуванні витратомірів і лічильників з корекцією по визначенню енергетичних характеристик природного газу, а також як мобільний засіб для контролю якісних характеристик природного газу в газопостачальних та газотранспортних організаціях.

Результати досліджень відкривають перспективи запровадження сучасного європейського підходу у сфері обліку природного газу з урахуванням його енергетичної цінності.

#### Список літератури

1. Лур'є А.І. Перспективи переходу газової галузі України на облік природного газу за його енергетичною цінністю / А.І. Лур'є, О.В. Хвостова, Я.Б. Наконечний // Питання розвитку газової промисловості України: зб. наук. пр. – Харків: УкрНДІгаз, 2008. – Вип. XXXVI. – С. 173–177.
2. Roslonek G. Uwarunkowania wdrozenia rozliczen paliw gazowych w jednostkach energii w krajowym systemie gazowniczym / G. Roslonek // Techniki i technologie dla gazownictwa – pomiary, badania, eksploatacja: Konf. Nauk.-Techn. FORGAZ 2014, 15–17 stycznia 2014r., Muszyna: Prace naukowe Instytutu Nafty i Gazu, Nr 194. – Krakow: Instytut Nafty i Gazu, 2014. – S. 139–143.

3. Крук І.С. Облік природних газів за їх енергетичною цінністю / І.С. Крук // Приладобудування: стан і перспективи: XIII Міжнар. наук.-техн. конф., 23–24 квітня 2014 р., Київ: зб. тез доповідей. – К.: ПБФ, НТУУ “КПІ”, 2014. – С. 220–221.
4. Природний газ. Визначення енергії: ДСТУ ISO 15112:2009. – [Чинний від 2011-01-01]. – К.: Держспоживстандарт України, 2010. – 48 с. – (Національний стандарт України).
5. Пістун Є.П. Нормування витратомірів змінного перепаду тиску / Є.П. Пістун, Л.В. Лесовой. – Львів: Вид-во ЗАТ “Інститут енергоаудиту та обліку енергоносіїв”, 2006. – 576 с.
6. Облік природного газу: довідник / М.П. Андрішшин, О.М. Карпаш, О.Є. Середюк [та ін.]; за ред. С.А.Чеховського. – Івано-Франківськ: ПП “Сімик”, 2008. – 180 с.
7. Дудолад А.С. Стратегія розвитку метрологічного забезпечення учета природного газу в Україні / А.С. Дудолад, В.Б. Большаков, Н.И. Косач, В.П. Слипушенко // Український метрологічний журнал. – 2012. – № 4. – С. 31–35.
8. Пат. 99887 С2 Україна, МПК (2012.01) G 01 F 1/00. Парціальний витратомір / О.Є. Середюк, В.В. Малісевич. – № а201114278; заявл. 02.12.11; опубл. 10.10.12, Бюл. № 19.
9. Пат. 91778 U Україна, МПК (2014.01) G 01 F 1/00. Парціальний витратомір / О.Є. Середюк, В.В. Малісевич. – № u201402428; заявл. 11.03.2014; опубл. 10.07.2014, Бюл. № 13.
10. Метрологія. Витрата рідини та газу. Методика виконання вимірювання за швидкістю в одній точці перетину труби: ДСТУ 7221:2011. – [Чинний від 2011-08-01]. – К.: Держспоживстандарт України, 2011. – 12 с. – (Національний стандарт України).
11. Кремлевский П.П. Расходомеры и счетчики количества веществ: справочник: Кн. 2 / П.П. Кремлевский. – СПб.: Политехника, 2004. – 412 с.
12. Łętowski S. Pomiar strumienia gazu ziemnego przepływomierzem termoanemometrycznym, część 1 – analiza teoretyczna / S. Łętowski, P. Słomiński, W. Słomiński // Pomiar Automatyka Kontrola. – 2005. – № 7/8. – P. 29–32.
13. Малісевич В.В. Метрологічний аналіз визначення коефіцієнта тепловіддачі термочутливого парціального витратоміра при оцінці теплоти згоряння природного газу / В.В. Малісевич, О.Є. Середюк // Методи та прилади контролю якості. – 2014. – № 1 (32). – С. 64–71.
14. Рид Р. Свойства газов и жидкостей: справочное пособие: пер. с англ. / Р. Рид, Дж. Праусниц, Т. Шервуд. – Л.: Химия, 1982. – 592 с.
15. Варгафтик Н.Б. Справочник по теплофизическим свойствам газов и жидкостей / Н.Б. Варгафтик. – М.: Наука, 1972. – 720 с.
16. Чиркин В.С. Теплофизические свойства материалов / В.С. Чиркин. – М.: Гос. изд-во физ.-мат. лит-ры, 1959. – 356 с.
17. Газ природный. Методы расчета физических свойств. Определение физических свойств природного газа, его компонентов и продуктов его переработки: ГОСТ 30319.1-96. – [Введ. 1997-07-01]. – М.: Изд-во стандартов, 1997.–14 с. – (Межгосударственный стандарт).
18. Захаров И.П. Теория неопределенности в измерениях / И.П. Захаров, В.Д. Кукуш. – Харьков: Консум, 2002. – 256 с.