

ПІДВИЩЕННЯ ТОЧНОСТІ ВИМІРЮВАННЯ ВИТРАТИ ПРИРОДНОГО ГАЗУ В УМОВАХ ЗАБРУДНЕННЯ СТРУМОВИПРЯМЛЯЧА ПІДГОТОВКИ ПОТОКУ

Й. Й. Білинський, А. А. Стеценко

Вінницький національний технічний університет

E-mail: yosyp.bilynsky@gmail.com

На основі аналізу літературних джерел виявлено, що технічний стан ультразвукового витратоміра природного газу та його вимірювальні характеристики у міжпіврічний період можуть змінюватися внаслідок пошкодження деталей чи вузлів вимірювального засобу, забруднення каналу вимірювальної труби або струмовипрямлячів підготовки потоку, а одним із малозатратних напрямків підвищення точності вимірювання витрати є введення коригувальних коефіцієнтів. В результаті дослідження роботи чотириканального ультразвукового витратоміра запропоновано методику визначення коригувального коефіцієнта для обрахунку об'ємної витрати природного газу внаслідок забруднення каналу вимірювальної труби, зокрема, струмовипрямляча підготовки потоку. Коригувальний коефіцієнт отримують, використавши еталонні результати вимірювання швидкостей потоку газу по каналах і витрати (під час калібрування лічильника) та порівнявши їх з поточними результатами вимірювання швидкостей за тих же витрат. Коригувальні коефіцієнти для певного діапазону вимірювання отримано моделюванням за допомогою програмного пакета SOLIDWORKS Flow Simulation.

Ключові слова: *ультразвуковий витратомір, струмовипрямляч підготовки потоку, коригувальний коефіцієнт, еквівалентний коефіцієнт, швидкість потоку, витрати, поліноміальна функція.*

IMPROVING THE ACCURACY OF NATURAL GAS FLOW MEASUREMENT IN CONDITIONS OF FLOW PREPARATION RECTIFIER POLLUTION

Y. Y. Bilynsky, A. A. Stetsenko

Vinnitsia National Technical University

To increase the accuracy of ultrasonic flowmeters, they are typically manufactured in a multi-channel design. However, even in this case, problems related to measurement accuracy persist, as the measurement error during the inter-verification period may increase due to contamination of the measuring tube channel or the flow conditioning rectifiers. To address this, channel cleaning procedures are applied based on specific criteria or “diagnostic sessions,” which can be time-consuming.

An analysis of the literature revealed that the technical condition of ultrasonic natural gas flowmeters and their measurement characteristics during the inter-verification period may change due to damage to components of the measuring device or contamination of the measuring tube channel and flow conditioning rectifiers. One cost-effective method to improve flow measurement accuracy is the introduction of correction coefficients.

As a result of studying the operation of a four-channel ultrasonic flowmeter, a method was developed for determining a correction factor to calculate the volumetric flow rate of natural gas in cases of measuring tube contamination – particularly contamination of the flow conditioning rectifier. The correction factor is derived by comparing reference measurements of gas flow rates through the channels (obtained during meter calibration) with current measurements at the same flow rates.

Correction factor values for a specific measurement range were obtained through modeling using the SOLIDWORKS Flow Simulation software package. The contamination process of the measurement channel was simulated by sequentially closing the openings of the flow conditioning rectifier. This enabled the construction of a characteristic curve showing the dependence of the correction factor on an equivalent parameter. Based on this, third-degree polynomials were derived to represent both the direct and inverse relationships between the correction factor and the equivalent parameter, which are used to refine the measurement results of natural gas flow rate.

© Й. Й. Білинський, А. А. Стеценко, 2025

Keywords: *ultrasonic flowmeter, flow preparation rectifier, correction factor, equivalent factor, flow rate, loss, polynomial function.*

Вступ. Ультразвуковий метод вимірювання – це новаторський метод виміру витрати природного газу, який на сьогодні широко застосовують у всіх галузях промисловості. Йому властиві висока надійність і точність. Завдяки розвитку технологій ультразвукові витратоміри (УЗВ) можуть досягати похибки до $\pm 0,5\%$. На відміну від інших методів УЗВ впливають на потік газу несуттєво, що призводить до мінімального падіння тиску, не мають рухомих частин, менш схильні до зносу, не вимагають складного технічного обслуговування, мають великий термін служби, забезпечують довгострокову надійність і економічну ефективність [1, 2].

Сучасні УЗВ можна розглядати як складну інформаційно-вимірювальну систему, оскільки для підвищення точності комерційного обліку витрати газу використовують низку параметрів газового потоку, потужні програмні інструменти для аналізу та обчислення даних, виконують моніторинг, діагностику та калібрування в реальному часі. Крім того, сучасні програмні засоби дають змогу пришвидшити проєктування УЗВ у різних конфігураціях залежно від застосування (похибки вимірювання, чутливості до змін профілю потоку, рівня енергоспоживання) [3].

Технічний стан ультразвукового витратоміра та його вимірювальні характеристики у міжповірочний період можуть змінюватися внаслідок пошкодження деталей чи вузлів вимірювального засобу, забруднення каналу вимірювальної труби або струмовипрямлячів, а одним із малозатратних напрямків підвищення точності вимірювання витрати є введення коригувальних коефіцієнтів. Тому мета роботи – підвищити точність вимірювання витрати природного газу ультразвуковими витратомірами в умовах забруднення струмовипрямляча підготовки потоку розробленням методики отримання коригувального коефіцієнта для уточнення витрати газу.

Аналіз джерел та формулювання задачі. Всі витратоміри об'єднують єдиний підхід до використання ультразвукової технології вимірювання витрати, попри те, що кожен з виробників застосовує деякі відмінні конструктивні рішення у вимірювальному перетворювачі. На сьогодні найбільше використовують УЗВ, які ґрунтуються на часово-імпульсному принципі вимірювання витрат, а також на ефекті Доплера. Зустрічаємо зарубіжні публікації, де в одному УЗВ декілька різних підходів до вимірювання витрат. Часово-імпульсні УЗВ досягли стадії, коли їх розглядають як конкурентну альтернативу традиційнішим засобам (методу змінного перепаду тисків, турбінним та роторним лічильникам). Їх принцип роботи полягає у вимірюванні різниці в часі між ультразвуковими імпульсами, які проходять вгору та вниз за течією через газ, і за цією різницею в часі проходження акустичного сигналу визначають усереднене значення швидкості потоку, пропорційне вимірюваній витраті [4–7].

Для досягнення кращих результатів вимірювання УЗВ, зазвичай, виготовляють багатоканальними. Кількість вимірювальних променів напряму впливає на точність вимірювання, але, відповідно, й зростає вартість витратомірів. Тому УЗВ, які є одноканальними, переважно використовують лише для технологічного обліку, тобто вони не є комерційними і мають меншу вартість. Багатоканальні витратоміри здебільшого використовують для комерційного обліку природного газу на газовимірювальних станціях.

Найоптимальнішим варіантом щодо співвідношення точність/ціна вважають чотириканальні УЗВ. Їх робота полягає у вимірюванні середньої швидкості потоку вздовж акустичних каналів, а об'ємну витрату газу отримують через знаходження середньої швидкості на основі отриманих швидкостей відповідними ка-

налами з урахуванням постійних або змінних ваг для кожного з них за відомими методами числового інтегрування (NIM) [4]. Таким чином, середнє значення швидкості потоку V_c та площа поперечного перерізу з діаметром D вимірюваної ділянки дає змогу визначити об'ємну витрату Q^* природного газу за робочих умов за формулою

$$Q^* = V_c \frac{\pi D^2}{4}. \quad (1)$$

Залежно від числа Рейнольдса і властивостей профілю потоку (несиметричність, завихрення), які є в цьому проміжному результаті, витрата коригується для приведення до стандартних умов за тиском P та температурою T , а також за спеціальними поправочними коефіцієнтами під час калібрування, які враховують профіль потоку, шорсткість внутрішньої поверхні труби, коефіцієнти відхилення характеристики лічильника від еталонного, коефіцієнти витрати за різних режимів тиску та швидкості потоку. Витрату природного газу як функцію відомих його параметрів та ряду поправочних коефіцієнтів визначають так:

$$Q = Q^* (1 + f(Q^*, P, T, K_0, \dots)). \quad (2)$$

Коефіцієнти від K_0 і далі залежні від номінального розміру константи, їх розраховують та присвоюють кожному окремому лічильнику під час калібрування. При цьому кількість поправочних коефіцієнтів може бути різною, залежно від задачі. Про один з них і його необхідність поговоримо нижче.

Технічний стан УЗВ та його вимірювальні характеристики у міжповірочний період можуть змінюватися внаслідок забруднення струмовипрямлячів підготовки потоку, які призначені для його стабілізації і знаходяться перед лічильником. Тоді для підвищення точності використовують засоби очищення каналу, сенсори, які застосовують корекцію на основі даних про забруднення. Критерієм забруднення в багатьох випадках є певне значення різниці швидкостей каналів або коефіцієнт профілю, який є відношенням суми швидкостей другого й третього каналів до суми швидкостей першого та четвертого каналів. У складних ситуаціях використовують “діагностичну сесію”. Вищенаведені критерії дають сигнал про забруднення, але не можуть бути коригувальними, а “діагностична сесія” – це процедура, яка вимагає великого обсягу результатів вимірювання й затрат часу [6, 7].

Методики підвищення точності УЗВ. У роботі запропоновано методику визначення коригувального коефіцієнта для обрахунку об'ємної витрати природного газу внаслідок забруднення каналу вимірювальної труби, зокрема струмовипрямляча підготовки потоку. Суть полягає у порівнянні середніх значень швидкостей кожного каналу чотириканального УЗВ зі значеннями швидкостей так званого еталонного вимірювання для цієї витрати або близької до неї. Еталонні вимірювання можна вважати такими, якщо під час калібрування витратоміра отримали мінімальну похибку. На рис. 1 показано структурну схему знаходження коригувального коефіцієнта K_s для обрахунку витрати внаслідок появи забруднення УЗВ. Як бачимо, для знаходження коригувального коефіцієнта повинна бути сформована база даних для певного діапазону витрат за середніми значеннями швидкостей відповідними каналами з урахуванням вагових коефіцієнтів, тиску на виході витратоміра та його температури. Його запропоновано розраховувати через еквівалентний коефіцієнт E_k за формулою

$$E_k = \frac{\sum_{i=1}^4 (v_i^e - v_i)}{(P_e - P)(T_e - T)}, \quad (3)$$

де v_i^e і v_i , P_e і P , T_e і T – швидкості по каналах, тиск, температура еталонних та поточних вимірювань, відповідно.

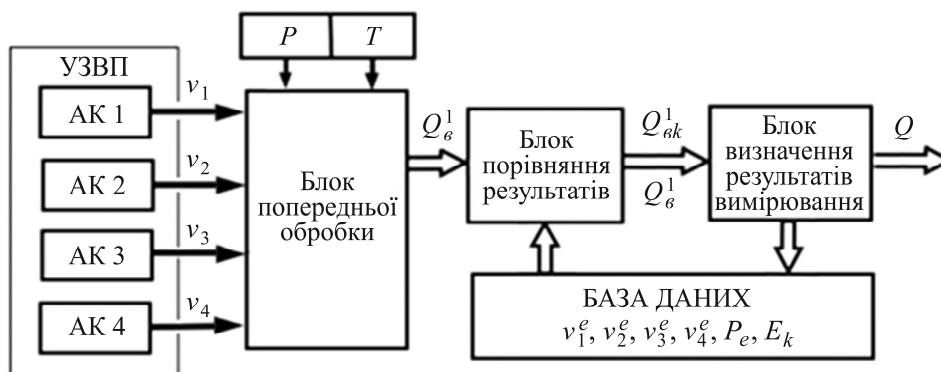


Рис. 1. Структурна схему знаходження коригувального коефіцієнта для обрахунку витрати природного газу.

Зі збільшенням забруднення похибка зростатиме. Якщо була б відома функціональна залежність $K_s = f(E_k)$ за його збільшення, тоді можна було б уточнити дані за витратою газу. Оскільки таку залежність отримати експериментально можливо, але при цьому необхідні великі затрати, то вдалися до CFD (computational fluid dynamics) моделювання, яке має низку переваг над експериментальними дослідженнями, а саме, будує модель спотвореного потоку в трубопроводі та гідродинамічні ефекти у тривимірному вигляді, а також дає можливість прослідкувати утворення, зміну та загасання спотворень структури потоку в будь-якій його точці [8, 9]. Для цього використано програмний пакет SOLIDWORKS Flow Simulation. Показано (рис. 2) змодельований чотириканальний ультразвуковий перетворювач вимірювання швидкості потоку газу та поперечний переріз вимірювальної труби з розподілом швидкостей газу.

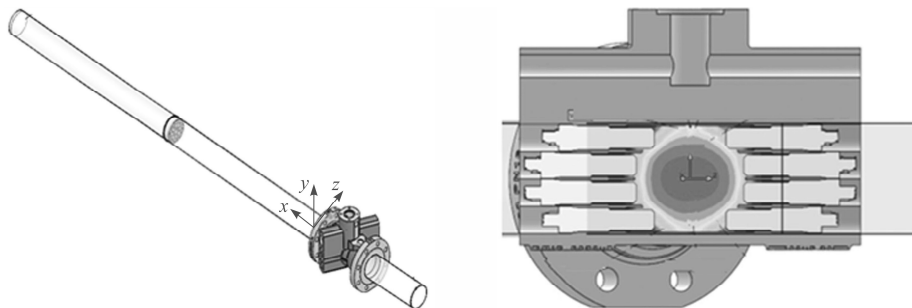
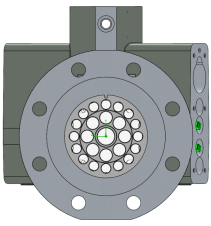
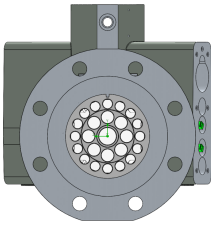
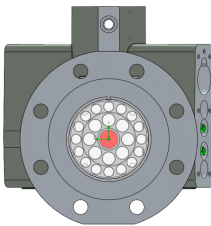
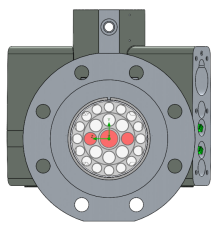
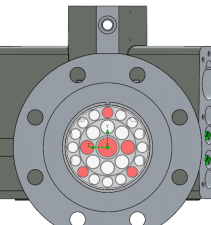


Рис. 2. Змодельований у середовищі SOLIDWORKS Flow Simulation чотириканальний ультразвуковий перетворювач вимірювання швидкості потоку газу.

Кути нахилу акустичних каналів становили 65° . Внутрішній діаметр трубопроводу 96 мм. Позиції акустичних каналів та вагові коефіцієнти інтегрування використані на основі метода Гауса–Якобі. Статичний тиск на вході 0,101325 МПа, тиск у середині лічильника змінювався залежно від умов моделювання, температура довкілля 293,2 К, тип середовища – повітря, температурні умови – адіабатична стінка. На вході витратоміра розташовані пряма ділянка труби довжиною 10D та пристрій підготовки потоку (струмовипрямляч) “K-Lab NOVA” [10], який має перфорований диск з центральним отвором діаметром $(0,22664 \pm 00077)D$, вісім отворів діаметром $(0,16309 \pm 00077)D$, а також 16 отворів діаметром $(0,12422 \pm 00077)D$, центри яких є на колі з діаметром $0,85 \pm 0,5$ мм.

Подальше дослідження роботи УЗВ зведені до знаходження абсолютної похибки вимірювання витрати для декількох заданих значень у певному діапазоні вимірювань за послідовного закриття отворів у струмовипрямлячі підготовки потоку. Для цього результати вимірювання витрати порівнювали з їх еталонними значеннями. Для оцінки впливу потоку газу на точність вимірювання тести повторювали згідно з вимогами стандарту AGA-9 [11].

Результати похибки вимірювання та еквівалентні коефіцієнти за послідовного закриття отворів струмовипрямляча

Стан струмовипрямляча	№ каналу	Середня швидкість каналів $V_1 - V_4$, м/с	Тиск P , МПа	Похибка, % (K_δ)	Екв. коеф. E_k
	1	25,37479	0,10102	-0,023	-
	2	27,45419			
	3	27,44915			
	4	25,37137			
	1	22,68274	0,098496	-4,858	22,199
	2	28,46539			
	3	27,407			
	4	21,52521			
	1	22,18147	0,097499	-5,817	15,916
	2	28,16087			
	3	27,68734			
	4	22,0891			
	1	23,41042	0,096138	-7,0320	11,165
	2	27,20893			
	3	27,46145			
	4	24,05307			
	1	24,42099	0,094823	-8,4533	9,368
	2	28,11087			
	3	26,52985			
	4	22,86688			

У таблиці наведено усереднені результати моделювання витратоміра через визначення похибки вимірювання, що відповідає еквівалентному коефіцієнту для витрати 700 м³/год за різних варіантів закриття отворів струмовипрямляча.

Результати досліджень дали змогу побудувати залежність еквівалентного коефіцієнта E_k від коригувального K_δ (похибки вимірювання) (рис. 3).

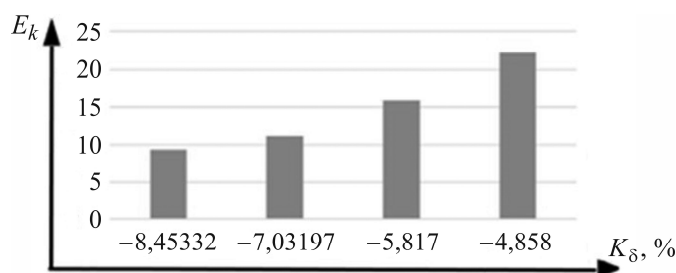


Рис. 3. Залежність еквівалентного коефіцієнта E_k від коригувального K_δ (похибки вимірювання).

Для оцінки еквівалентного коефіцієнта за зміни похибки вимірювання побудовано поліноміальну функцію третього степеня виду

$$E_k = 0,05875K_\delta^3 + 2,2552K_\delta^2 + 25,592K_\delta + 100,0343. \quad (4)$$

На рис. 4 показано графік апроксимації поліноміальної залежності еквівалентного коефіцієнта від коригувального з відміченими значеннями, отриманими в результаті моделювання.

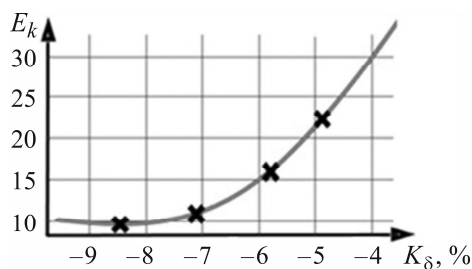


Рис. 4. Графік апроксимації поліноміальної залежності еквівалентного коефіцієнта E_k від коригувального K_δ .

На практиці вимірювання має протилежний напрямок. Спочатку в результаті вимірювання визначено еквівалентний коефіцієнт. Потім використовуємо обернену поліноміальну функцію

$$K_\delta = 0,05642E_k^3 - 0,28739E_k^2 + 4,90336E_k - 33,8051. \quad (5)$$

Для цього полінома середньоквадратична похибка становить (MSE) $\approx 1,97 \cdot 10^{-27}$, а корінь з MSE – (RMSE) $\approx 4,44 \cdot 10^{-14}$. На рис. 5 показано графік апроксимації полінома залежності коригувального коефіцієнта від еквівалентного.

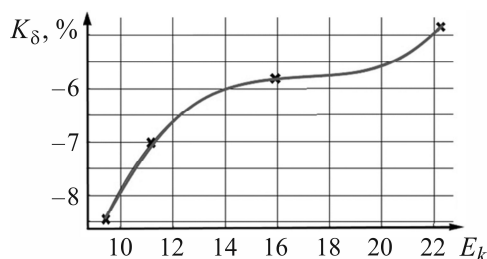


Рис. 5. Апроксимація полінома залежності коригувального коефіцієнта K_δ від еквівалентного E_k .

Отже, отриманий коригувальний коефіцієнт дає змогу обрахувати результат вимірювання витрати за формулою

$$Q = \frac{Q_{\text{ст}} \cdot 100\%}{100\% - K_8} \quad (6)$$

де $Q_{\text{ст}}$ – витрати, отримані за стандартних умов.

Залишилося нерозкритим ще одне питання. Як сформувати базу даних для діапазону витрат з відповідними значеннями швидкостей для кожного каналу? В результаті теоретичного аналізу, який підтверджується й моделюванням, встановлено, що характеристику швидкостей потоку як функцію витрати каналами можна подати на певних ділянках діапазону лінійною залежністю (рис. 6).

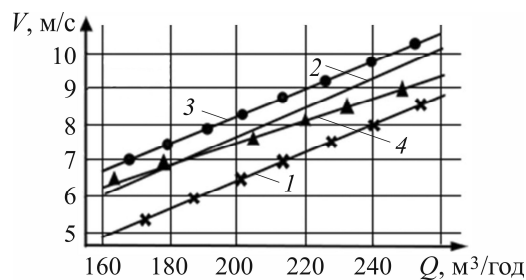


Рис. 6. Залежність швидкостей каналами (1–4 – № 1–4 у таблиці) від витрати.

Тут можна теоретично розрахувати за певною виміряною витратою швидкість $v_i(Q)$ по каналах, знаючи еталонні значення швидкостей та витрати на початку та в кінці даного діапазону за формулою

$$v_i(Q) = v_i^1 + \frac{v_i^2 - v_i^1}{Q_2 - Q_1} (Q - Q_1), \quad Q \in [Q_1, Q_2], \quad (7)$$

де v_i^1 та v_i^2 і Q_1 та Q_2 – швидкості i -го каналу та витрати на початку та в кінці діапазону, відповідно; Q – поточне значення витрати.

Отже, якщо під час калібрування відоме початкове значення витрати Q_1 і швидкості v_i^1 по каналах, а також кінцеве значення витрати Q_2 і, відповідно, швидкості v_i^2 по каналах на цій ділянці, то можна розрахувати швидкості $v_i(Q)$ відповідними каналами, отримати коригувальний коефіцієнт і уточнити витрати внаслідок забруднення струмовипрямляча підготовки потоку.

ВИСНОВКИ

Проаналізовано наукові праці щодо застосування методів підвищення точності багатоканальних УЗВ в умовах забруднення вимірювального каналу та струмовипрямляча підготовки потоку. Розроблено методику, яка в режимі реального часу дає змогу коригувати отриману витрату газу. Методика передбачає формування бази даних в момент калібрування лічильника, в яку повинні входити результати вимірювання витрати, а також усереднені швидкості за відповідними каналами. Програмний математичний апарат дає змогу отримати коригувальний коефіцієнт поточної виміряної витрати. На основі використання методів CFD досліджено зростання похибки вимірювання витрати за послідовного закриття отворів струмовипрямляча підготовки потоку, що дало змогу отримати залежність коригувального коефіцієнта від еквівалентного, побудувати поліном третього степеня, завдяки якому для будь-яких витрат з певного діапазону можна отримати коригувальний коефіцієнт та уточнити витрати. Для підтвердження отриманих результатів у подальших дослідженнях плануємо виконати експери-

менти та розглянути можливість отримання універсального коригувального коефіцієнта для широкого діапазону вимірювання витрати природного газу.

1. Stetsenko, A.; Bilynsky, Y. Overview of Current Trends in the Development of Ultrasonic Gas Flow Meters. Challenges and Prospects for Replacing Rotary and Turbine Gas Meters. *XXIV IMEKO World Congress "Think Metrology"*, Hamburg, Germany, August 26–29, 2024, 4 p.
2. ISO. *Measurement of fluid flow in closed conduits – Ultrasonic meters for gas. Part 1: Meters for custody transfer and allocation measurement*, ISO 17089-1:2019; Geneva, Switzerland, 2019.
3. CEI/IEC. *Field acceptance tests to determine the hydraulic performance of hydraulic turbines, storage, pumps and pump turbines*. CEI/IEC 60041:1991; Geneva, Switzerland, 1991.
4. Gryshanova, I.; Rak, A.; Korobko, I. The investigation of the correction factor for ultrasonic flow meters. *Measurement* **2023**, *219*, 113326. <https://doi.org/10.1016/j.measurement.2023.113326>
5. Wen, K.; Yin, X.; Guo, Z.; Yang, J.; Gong, J. Study on Active Control Method of Natural Gas Large Flow Metrological Calibration Process. *Oil–Gas Field Surface Engineering* **2019**, *38*(10), 57–63.
6. Hall, J.; Zanker, K.; Kelner, E. When Should a Gas Ultrasonic flow meter be Recalibrated? *Proceedings of 28th International North Sea Flow Measurement Workshop*, St. Andrews, United Kingdom, October 26–29, 2010; Curran Associates, Inc.: Red Hook, NY, 2011; pp 236–250.
7. Hu, H.; Meng, T.; Wang, C. Theoretical analysis of the integration error of ultrasonic flowmeter in the disturbed flow conditions. *Acta Metrologica Sinica* **2011**, *32*(3), 198–202.
8. Staubli, T.; Luescher, B.; Gruber, P.; Widmer, M. Optimization of the acoustic flow-rate measurement using CFD. *International Journal on Hydropower & Dams* **2008**, *15*(2), 109–112.
9. Staubli, T.; Luescher, B.; Senn, F.; Widmer, M. CFD optimized acoustic flow measurement and laboratory verification. *Proceedings of international conference "Hydraulics, Water Resources, Coastal and Environmental Engineering, HYDRO 2007"*, Granada, Spain, October 15–17, 2007; 7 p.
10. Zanker, K. The effects of Reynolds Number, wall roughness, and profile asymmetry on single- and multipath ultrasonic meters. *Proceedings of 17th International North Sea Flow Measurement Workshop*, Oslo, Norway, October 25–28, 1999; pp 117–129.
11. *Measurement of Gas by Multipath Ultrasonic Meters*, AGA Report No. 9; American Gas Association: Arlington, VA, 1998.

Одержано 22.09.2025

ORCID iDs

Bilynskyi Y.Y.  <https://orcid.org/0000-0002-9659-7221>

Stetsenko A.A.  <https://orcid.org/0009-0004-2967-8867>