

## УПРАВЛІННЯ РЕЗУЛЬТАТАМИ ВИМІРЮВАНЬ КІЛЬКОСТІ ГАЗУ ПІД ЧАС ПЕРЕДАВАННЯ ЙОГО ВІД ПОСТАЧАЛЬНИКІВ ДО СПОЖИВАЧІВ

Н.І.Петришин, Я.В.Безгачнюк

ДП "Івано-Франківськстандартметрологія", 76007, м. Івано-Франківськ, вул. Вовчинецька, 127, тел.(03422) 68989, e-mail: dcsms@if.ukrtel.net

*Актуальной задачей реализации региональных программ энергосбережения и уменьшения потерь природного газа при его учете есть реальная оценка дисбалансов газа, которые возникают во время его передачи на газораспределительных станциях вследствие применения счетчиков разных типов и с различными метрологическими характеристиками, установленных у потребителей и поставщиков газа. Поэтому предлагается процедура с применением алгоритма из шести шагов, которая позволяет управлять результатами измерения, и при этом существенно уменьшит потери природного газа и повысит достоверность его учета.*

Реальна оцінка дисбалансів газу, що виникають під час його передавання на газорозподільних станціях внаслідок застосування лічильників різних типів та з різними метрологічними характеристиками, встановлених у споживачів та постачальників газу, є актуальним завданням реалізації регіональних програм енергозбереження та зменшення втрат природного газу під час його обліку. Показниками якості процесу вимірювання об'єму газу лічильниками є правильність та відтворюваність результатів в реальних умовах їх експлуатації, що суттєво відрізняються від тих, за яких проводилось метрологічне підтвердження [1]. Калібрування та верифікація лічильників газу за робочих умов (тиск, температура, склад газу, в'язкість тощо) вигідніше споживачам та постачальникам газу, так як їх метрологічне підтвердження на повітрі за атмосферного тиску викликає додаткову похибку, що спотворює результати вимірювань і є причиною дисбалансів під час обліку газу. Однією з найбільш суттєвих похибок вимірювань об'єму природного газу під час його обліку в побутовій сфері є похибка від неприведення об'єму до стандартних умов [2]. Втрати газозбутових організацій від недосконалості процесу вимірювання об'єму побутовими лічильниками, за результат вимірювання яких приймається значення, відображене на відліковому механізмі лічильника, становить 5-8% від усього спожитого газу в побуті, особливо в зимову пору року. В технічній літературі [3, 4, 5] подається опис методів і процедур ідентифікації та врахування впливових величин, які відображаються у процесі вимірювання об'єму газу побутовими лічильниками. Запропоновано також методики та технічні рішення введення до результатів вимірювань поправкових коефіцієнтів або внесення змін до процесу метрологічного підтвердження – проведення калібрування

*An urgent task of realization of regional energy saving programs and decrease of natural gas losses is a real evaluation of gas imbalances occurring in the course of its transmission to gas-distribution stations as a result of use of meters of different types and with different metrological characteristics, accepted by gas consumers and gas suppliers. Recommended procedure based on use of six-stage algorithm lets us manage measurements results, substantially decrease natural gas losses and increase credibility of its metering.*

побутових лічильників для вимірювань за стандартної температури 15°C, а не 20°C, як передбачено методикою верифікації (повірки). Але на практиці затримка у впровадженні таких коригувальних дій до процесу вимірювань об'єму газу в побуті призводить до невиправданих збитків для газозбутових організацій та зменшує в цілому потенційні можливості поліпшення системи керування вимірюваннями при обліку газу. Іншою суттєвою невідповідністю процесу вимірювання кількості газу на вузлах його обліку з використанням лічильників газу є недосконалість процедури їх метрологічного підтвердження, яка, як правило, проводиться на повітрі, за атмосферного тиску, а не на реальному робочому середовищі – природному газі з визначеними фізико-хімічними параметрами.

За участю авторів з метою встановлення математичних залежностей похибок вимірювання об'єму газу лічильниками газу під час роботи на повітрі та природному газі за різних тисків проведено серію досліджень на калібрувальній установці з еталонними лічильниками газу на природному газі. Дослідження проводились на лічильниках турбінного та роторного типів різних заводів виробників прикладу, наведемо результати експериментальних досліджень деяких типів лічильників газу. Результати експериментальних досліджень турбінного лічильника газу ЛГ-80 наведено в таблицях 1 та 2 і на рисунку 1. Експериментальних досліджень роторного лічильника газу ТЕМП-100 наведено в таблицях 3 та 4 і на рисунку 2.

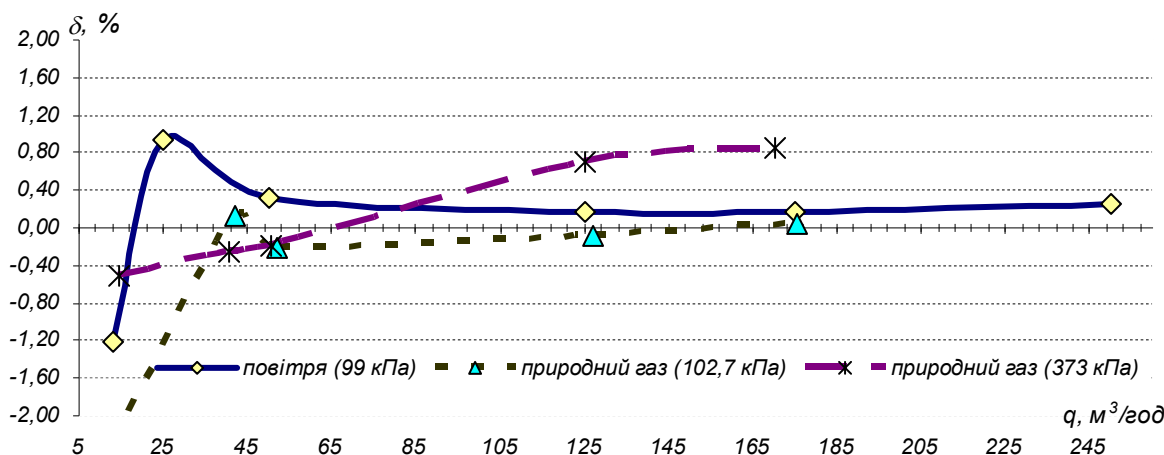
Довірчі границі похибок лічильників газу, визначених на калібрувальній установці з еталонними лічильниками газу не перевищують 0,5%.

**Таблиця 1 – Результати досліджень турбінного лічильника газу ЛГ-80 на повітрі та природному газі за низького тиску**

| q, м³/ГОД | q/q <sub>max</sub> | δ <sub>повітря</sub> , % | δ <sub>пр.газ НТ</sub> , % | Різниця, % |
|-----------|--------------------|--------------------------|----------------------------|------------|
| 13        | 0,05               | -1,2                     | -2,5                       | -1,30      |
| 40        | 0,16               | 0,6                      | 0,15                       | -0,45      |
| 50        | 0,20               | 0,3                      | -0,25                      | -0,55      |
| 125       | 0,50               | 0,15                     | -0,1                       | -0,25      |
| 170       | 0,68               | 0,15                     | 0,05                       | -0,10      |
| 250       | 1,00               | 0,25                     | 0,2                        | -0,05      |

**Таблиця 2 – Результати досліджень турбінного лічильника газу ЛГ-80 на повітрі та природному газі за середнього тиску**

| q, м³/ГОД | q/q <sub>max</sub> | δ <sub>повітря</sub> , % | δ <sub>пр.газ СТ</sub> , % | Різниця, % |
|-----------|--------------------|--------------------------|----------------------------|------------|
| 13        | 0,05               | -1,2                     | -0,50                      | 0,70       |
| 40        | 0,16               | 0,6                      | -0,30                      | -0,90      |
| 50        | 0,20               | 0,3                      | -0,20                      | -0,50      |
| 125       | 0,50               | 0,15                     | 0,70                       | 0,55       |
| 170       | 0,68               | 0,15                     | 0,85                       | 0,70       |
| 250       | 1,00               | 0,25                     | 0,85                       | 0,60       |



**Рисунок 1 — Результати досліджень турбінного лічильника газу ЛГ-80**

Застосувавши статистичні методи обробки вимірювальної інформації, було отримано середньостатистичні характеристики лічильників газу турбінного та роторного типів. Далі, використовуючи методи поліноміальної апроксимації, було визначено апроксимаційні поліноми для визначення відносних похибок лічильників газу турбінного та роторного типів за низького та середнього тисків.

За результатами апроксимації отримано:

– відносну похибку турбінного лічильника за об’ємної витрати  $q$  у випадку роботи на природному газі за низького тиску (до 0,005 МПа), яка визначається за апроксимаційним поліномом:

$$\delta_{ПГ-НТ}(q_i/q_{max}) = \delta_{ПОВ}(q_i/q_{max}) - 2,41(q_i/q_{max})^2 + 4,7(q_i/q_{max}) - 2,53 + \frac{0,3}{(q_i/q_{max})} - \frac{0,016}{(q_i/q_{max})^2}, \quad (1)$$

де  $\delta_{ПОВ}(q_i/q_{max})$  – похибка лічильника, визначена на повітрі за витрати  $q_i$ ;

– відносну похибку турбінного лічильника за об’ємної витрати  $q$  у випадку роботи на природному газі за середнього тиску (від 0,005 до 0,3 МПа), визначається за апроксимаційним поліномом:

$$\delta_{ПГ-СТ}(q_i/q_{max}) = \delta_{ПОВ}(q_i/q_{max}) - 0,768(q_i/q_{max})^2 + 2,15(q_i/q_{max}) - 0,4 - \frac{0,167}{(q_i/q_{max})} + \frac{0,0108}{(q_i/q_{max})^2}; \quad (2)$$

– відносну похибку роторного лічильника за об’ємної витрати  $q$  у випадку роботи на природному газі за низького тиску (до 0,005 МПа), визначається за апроксимаційним поліномом:

Таблиця 3 – Результати досліджень роторного лічильника газу ТЕМП-100 на повітрі та природному газі за низького тиску

| q, м <sup>3</sup> /ГОД | q/q <sub>max</sub> | δ <sub>повітря</sub> , % | δ <sub>пр.газ НТ</sub> , % | Різниця, % |
|------------------------|--------------------|--------------------------|----------------------------|------------|
| 1,6                    | 0,01               | -0,20                    | -0,50                      | -0,30      |
| 32,5                   | 0,20               | 0,80                     | 0,60                       | -0,20      |
| 80                     | 0,50               | 0,75                     | 0,40                       | -0,35      |
| 112                    | 0,70               | 0,50                     | 0,01                       | -0,49      |
| 160                    | 1,00               | 0,60                     | 0,05                       | -0,55      |

Таблиця 4 – Результати досліджень роторного лічильника газу ТЕМП-100 на повітрі та природному газі за середнього тиску

| q, м <sup>3</sup> /ГОД | q/q <sub>max</sub> | δ <sub>повітря</sub> , % | δ <sub>пр.газ СТ</sub> , % | Різниця, % |
|------------------------|--------------------|--------------------------|----------------------------|------------|
| 1,6                    | 0,01               | -0,20                    | 0,20                       | 0,40       |
| 32,5                   | 0,20               | 0,80                     | 0,80                       | 0,00       |
| 80                     | 0,50               | 0,75                     | 0,30                       | -0,45      |
| 112                    | 0,70               | 0,50                     | 0,35                       | -0,15      |
| 160                    | 1,00               | 0,60                     | 0,45                       | -0,15      |

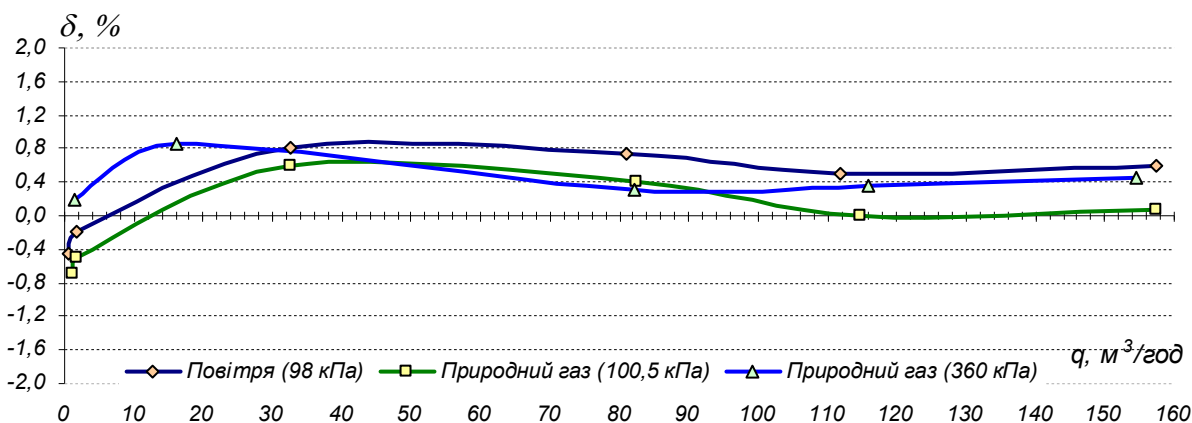


Рисунок 2 — Результати досліджень роторного лічильника газу ТЕМПО G100

$$\delta_{ПГ-НТ}(q_i/q_{max}) = \delta_{ПОВ}(q_i/q_{max}) - 0,45(q_i/q_{max})^2 + 0,75(q_i/q_{max}) - 0,45 ; \quad (3)$$

– відносну похибку роторного лічильника за об’ємної витрати q у випадку роботи на природному газі при середньому тиску (від 0,005 до 0,3 МПа), визначається за апроксимаційним поліномом:

$$\delta_{ПГ-СТ}(q_i/q_{max}) = \delta_{ПОВ}(q_i/q_{max}) - 0,05(q_i/q_{max})^2 - 0,05 . \quad (4)$$

Результати апробації отриманих апроксимаційних поліномів шляхом порівняння результатів експериментальних досліджень лічильників газу на природному газі і розрахункових даних свідчать, що відхилення розрахункової характеристики від експериментальних даних не перевищує 0,4%.

З участю авторів розроблено методику управління результатами вимірювання, зафіксованими вимірювальними пристроями різних типів лічильників газу з різними метрологічними характеристиками, впровадження якої суттєво зменшить втрати газу під час його обліку

на вузлах з застосуванням лічильників газу [6]. Дана методика базується на методах оцінювання похибок лічильників газу розрахунковим та експериментальним шляхом.

Метод оцінювання розрахунковим шляхом полягає в аналізуванні дійсної статичної градуовальної характеристики (кривої похибки) лічильника газу певного типу, отриманої під час його повірки на повітрі (первинній повірці – для лічильників газу, випущених із виробництва чи після їх ремонту; періодичній чи позачерговій повірці – для лічильників газу з експлуатації) в органах державної метрологічної служби з врахуванням теоретичних відомостей про вплив на метрологічні характеристики даного типу лічильника газу фізико-хімічних параметрів природного газу (тиску, температури) і з подальшим перерахунком градуовальної характеристики лічильника газу для конкретних робочих умов вимірювання використовуючи поліноміальні залежності.

Метод оцінювання експериментальним шляхом полягає в аналізуванні градуовальної характеристики конкретного екземпляра лічильника газу за результатами його експеримен-

тальних досліджень (калібрування) в робочих умовах.

За результатами аналізу градуювальної характеристики коригують значення вимірних об'ємів газу, зафіксованих відліковим пристроєм лічильника та приведені до стандартних умов з допомогою електронних коректорів газу.

Перевагу слід надавати методу оцінювання похибок експериментальним шляхом. Якщо відсутня технічна основа метрологічного забезпечення калібрування лічильників газу в певному регіоні (відсутні калібрувальні установки, що працюють на природному газі), то похибки лічильників газу оцінюють розрахунковим шляхом. Оцінювання похибок розрахунковим шляхом проводиться для конкретних екземплярів лічильників газу один раз після проведення їх повірки. Вихідними даними для оцінювання похибок розрахунковим шляхом є:

– дійсна характеристика лічильника газу, отримана при його повірці в органах державної метрологічної служби (характеристика наводиться в протоколі повірки);

– робочі умови експлуатації лічильника (тиск газу);

– тип лічильника газу.

Управління (коригування) результатами вимірювання здійснюється за наступним алгоритмом:

1) відповідно до даних, наведених у протоколі повірки лічильника газу, будують його градуювальну характеристику, використовуючи математичний апарат або програмне забезпечення – Mathcad, Excel тощо. Дана процедура здійснюється один раз після проведення повірки лічильника газу і використовується протягом міжповірочного інтервалу.

2) за архівними даними електронного коректора за звітний період визначають облікований лічильником об'єм газу та середньозважене значення витрати за формулою

$$\bar{q}_\Sigma = \sum_{i=1}^n \frac{t_i}{t_\Sigma} \cdot q_i, \quad (5)$$

де:  $t_i$  – інтервал часу (год.), протягом якого значення об'ємної витрати становило  $q_i$ ;

$t_\Sigma$  – загальна тривалість звітного періоду, год.

3) із аналітичного виразу градуювальної характеристики (п.1), підставивши в неї значення витрати, за якої працював лічильник, визначають значення похибки (на повітрі) за цієї витрати.

4) оцінку зміни градуювальної характеристики в умовах роботи лічильників в реальному середовищі визначають розрахунковим шляхом за апроксимаційними поліномами, наведеними в [6, 7, 8], або отримують експериментально при калібруванні лічильника в робочих умовах.

5) на основі апроксимаційних поліномів для різних типів лічильників газу і робочих умов експлуатації визначають їх похибку на природному газі, підставивши у відповідний поліном значення похибки, отримане за п. 3 цього алгоритму, значення витрати за якої пра-

цював лічильник та значення максимальної витрати згідно паспорта на лічильник.

б) за формулою

$$\Delta V = V_{\text{ліч}} \frac{\delta(q_i)_{\text{газ}}}{100}, \quad (6)$$

де:  $V_{\text{ліч}}$  – об'єм газу, облікований відліковим пристроєм лічильника за звітний період;

$\delta(q_i)_{\text{газ}}$  – похибка лічильника газу, визначена за умов його застосування для значення витрати  $q_i$ , на якому він працював у звітний період;

визначають величину поправки, яку слід внести в результат вимірювання (якщо отримане значення  $\Delta V$  додатне, то за звітний період лічильник переобліковував газ, якщо від'ємне – то недообліковував).

Розглянемо як приклад визначення величини об'єму газу недооблікованого чи переоблікованого лічильником газу в робочих умовах експлуатації розрахунковим шляхом.

На підприємстві встановлено турбінний лічильник газу ЛГК G160, який працює в газопроводі середнього тиску.

За звітний період (один місяць) лічильник газу, за архівними даними електронного коректора, обліковував об'єм 3570 м<sup>3</sup>, працюючи на середній витраті 212 м<sup>3</sup>/год (за даними коректора).

За результатами чергової повірки лічильника газу видається протокол, приведений у вигляді таблиці 5.

Таблиця 5 – Результати чергової повірки турбінного лічильника газу ЛГК G 160

| Витрата, м <sup>3</sup> /год | q <sub>min</sub> | 0.2 q <sub>max</sub> | 0.5 q <sub>max</sub> | q <sub>max</sub> |
|------------------------------|------------------|----------------------|----------------------|------------------|
|                              | 12,86            | 50,34                | 127,59               | 248,10           |
| Похибка, %                   | 0,12             | 0,21                 | 0,65                 | 0,62             |

Відповідно до даних, наведених у протоколі, побудуємо градуювальну характеристику лічильника газу (використовуючи математичний апарат, або програмне забезпечення – Mathcad, Excel і т.п.):

$$\delta(q) = -2 \cdot 10^{-5} q^2 + 0.0073q - 0.0206. \quad (7)$$

Із градуювальної характеристики, підставивши в неї витрату 212 м<sup>3</sup>/год, отримаємо значення похибки (на повітрі) на цій витраті:

$$\delta = 0,63\%.$$

За формулою, наведеною в п.3.2.2 Методики [6], відносна похибка турбінного лічильника за об'ємної витрати  $q$  під час роботи на природному газі за середнього тиску (від 0,005 до 0,3 МПа) визначається за апроксимаційним поліномом:

$$\begin{aligned} \delta_{\text{ЛГ-СТ}}(q/q_{\text{max}}) &= \delta_{\text{ПОВ}}(q/q_{\text{max}}) - \\ &- 0,768(q/q_{\text{max}})^2 + 2,15(q/q_{\text{max}}) - 0,4 - \\ &- \frac{0,167}{(q/q_{\text{max}})} + \frac{0,0108}{(q/q_{\text{max}})^2}. \end{aligned} \quad (8)$$

Визначимо значення похибки (на природному газі за робочих умов експлуатації), підставивши в неї значення похибки, отримане в попередньому пункті  $\delta = 0,63\%$  та значення витрати  $q = 212 \text{ м}^3/\text{год}$ , а також значення  $q_{\max} = 248,10 \text{ м}^3/\text{год}$ , отримане з протоколу повірки. Отримане значення похибки  $\delta_{\text{ПГ-СТ}} = 1,33\%$ .

За формулою, наведеною в п.9 Методики [6] визначимо величину об'єму газу, яку лічильник недооблікував чи переоблікував за звітний період ( $\Delta V = V_{\text{ліч}} \frac{\delta(q_i)_{\text{газ}}}{100}$ ), підставивши в неї значення похибки лічильника газу на газі –  $\delta_{\text{ПГ-СТ}} = 1,33\%$  та величину облікованого лічильником об'єму газу за звітний період  $3570 \text{ м}^3$ . Отримаємо значення об'єму газу  $\Delta V = 47,5 \text{ м}^3$ .

Оскільки отримане значення  $\Delta V$  додатне, то за звітний період лічильник переоблікував  $47,5 \text{ м}^3$  газу, тобто відкоректоване значення об'єму газу, виміряне даним вузлом обліку, складає  $3522,3 \text{ м}^3$ .

Після застосування процедури, описаної в п.п. 1-6 даного алгоритму, для усіх лічильників, що знаходяться на балансі підприємства з газопостачання та у споживачів визначається дисбаланс облікованих об'ємів газу, що виникає внаслідок застосування лічильників різних типів та з різними метрологічними характеристиками за формулою:

$$\Delta V_{\Sigma} = \sum_{\Delta} V_{\text{постач.}} - \sum_{\Delta} V_{\text{спожив.}} \quad (9)$$

Таким чином, управління результатами вимірювань кількості природного газу під час передавання його від постачальників до споживачів дає можливість суттєво зменшити втрати газу та підвищити достовірність його обліку.

1 ДСТУ ISO 10012:2005. Системи керування вимірюванням. Вимоги до процесів вимірювання та вимірювального обладнання.

2 Петришин І.С. Дослідження впливу стандартних умов приведення об'єму газу на достовірність його обліку // Науковий вісник ІФНТУНГ. – № (15). – 2007. – С. 172-175.

3 Петришин І.С., Кузь М.В., Гончарук М.І. Вплив температурного фактора навколишнього та робочого середовища на достовірність обліку газу в комунально-побутовій сфері // Розвідка та розробка нафтових та газових родовищ. – 2002. – № 2. – С. 39-41.

4 Петришин І.С., Кузь М.В. Вплив атмосферного тиску на достовірність обліку газу в побуті // Нафтова і газова промисловість. – 2004. – № 4. – С. 54-55.

5 Петришин І.С., Кузь М.В. Номограми для визначення поправочного температурного коефіцієнта за показів побутових лічильників газу та методика їх побудови // Матеріали третьої міжнародної науково-технічної конференції "Метрологія та вимірювальна техніка (Метрологія – 2002)": Наукові праці конференції у 2-х томах. – Т.2. – Харків, 2002. – С. 118-120.

6 Петришин І.С., Топчій В.М., Безгачнюк Я.В., Петришин Н.І. РМУ 023-2007 Інструкція. Метрологія. Лічильники газу. Методика оцінювання похибок вимірювання об'єму газу лічильниками газу.

7 Петришин І.С., Безгачнюк Я.В. Дослідження метрологічних характеристик лічильників газу в реальних умовах експлуатації та їх вплив на точність обліку природного газу // Нафтогазова енергетика. – 2006. – № 1. – С. 110-113.

8 Peter F.M. Jongerius, Mijndert P.Van Der Beek and Jos G.M. Van Der Grinten. Calibration facilities for industrial gas flow meters in the Netherlands // Flow Meas. Instrum., vol. 4 No. 2, 1993. – pp. 77-84.