

## НЕДОЛІКИ ПРИЛАДНОГО ОБЛІКУ ВИТРАТ ПРИРОДНОГО ГАЗУ ТА ШЛЯХИ ЇХ УСУНЕННЯ

У зв'язку із зростанням цін на енергоресурси зростає потреба у зменшенні витрат газу в процесі його транспортування і споживання. Аналіз причин витрат природного газу свідчить, що значна їх частина зумовлена недоліками метрологічного забезпечення, зокрема недоліками приладного обліку, і саме неточностями в обчисленнях отриманого і спожитого газу.

Облік витрат газу в Україні забезпечується широким номенклатурним парком в газовимірювальній техніці. Вузли обліку газу переважної частини газотранспортних організацій і енергопотужних організацій споживачів газу оснащені витратомірами змінного перепаду тиску з автоматизованим обчисленням на основі електронних обчислювачів. Менша частина постачальників газу і значна частина споживачів газу оснащені вузлами обліку газу з неавтоматизованим обчисленням результатів вимірювання самопишучими приладами тиску, перепаду тиску і температури газу. На деяких вузлах обліку постачальних організацій вимірювання значень температури газу, а газоспоживаючих температури і тиску проводиться по показуючих приладах з фіксацією результатів в журналі. Вузли обліку незначної частини постачаючих і газоспоживаючих організацій оснащені промисловими лічильниками газу з електронними коректорами на основі яких проводиться автоматизоване обчислення. Вузли обліку значної частини промислових і комунальних господарств оснащені промисловими лічильниками без коректорів на яких розрахунки проводяться не автоматизовано. У 3,3 мільйонів споживачів комунальних організацій і приватних господарств обчислення спожитого газу проводиться на основі побутових лічильників без контролю температури і тиску газу і у 7 мільйонів побутових споживачів розрахунки спожитого газу проводяться за нормами споживання.

В Україні значення об'ємів газу при підрахунках в комерційному обліку  $V_c$  приводиться до нормальних умов у відповідності до вимог ГОСТ 2939-63.

Тиск  $P_c = 760$  мм рт. ст., температура  $t_c = 20^\circ\text{C}$  ( $T_c = 293,15$  К)

При неавтоматизованій обробці результатів вимірювання величина об'єму газу за інтервал часу (добу, місяць) за нормальних умов  $V_{\text{сн}}$  обчислюється за формулою:

$$V_{\text{сн}} = \Delta V \times P_{\text{ср}} / P_{\text{с}} \times T_{\text{с}} / T_{\text{ср}} \times 1/k_{\text{ср}}, \quad (1)$$

де  $\Delta V$  — об'єм газу згідно з показами засобу вимірювань в робочих умовах за інтервал часу (добу, місяць);  $P_{\text{ср}}$  — середнє значення абсолютного тиску газу за інтервал часу;  $T_{\text{ср}}$  — середнє значення абсолютної температури газу за інтервал часу;  $K_{\text{ср}}$  — розраховане середнє значення стискуваності газу за інтервал часу

$$P_{\text{с}} = 760 \text{ мм рт. ст.}, T_{\text{с}} = 293,15 \text{ К} (t_{\text{с}} = 20 \text{ }^{\circ}\text{C}).$$

При автоматизованій обробці результатів вимірювання величина об'єму газу за інтервал часу (добу, місяць) за нормальних умов  $V_{\text{са}}$  обчислюється за формулою:

$$V_{\text{са}} = \sum_{i=1}^m V_i \times P_i / P_{\text{с}} \times T_{\text{с}} / T_i \times 1/k_i, \quad (2)$$

де  $i = 1$  — одиничний період часу  $\Delta t$ , за який виконується опитування засобів вимірювання і усереднення значень результатів вимірювання параметрів, що використовуються в обчисленнях;  $m$  — кількість періодів часу  $\Delta t$  за інтервал часу обчислення об'єму витрати природного газу;  $V_i$  — об'єм газу, визначений засобом вимірювання за період часу  $\Delta t$ ;  $P_i$  — значення абсолютного тиску газу, визначене засобом вимірювання за період часу  $\Delta t$ ;  $k_i$  — розраховане значення стискуваності газу визначене засобом вимірювання за період часу  $\Delta t$ ;

$$P_{\text{с}} = 760 \text{ мм рт. ст.}, T_{\text{с}} = 293,15 \text{ К} (t_{\text{с}} = 20 \text{ }^{\circ}\text{C}).$$

Формули для неавтоматизованого і автоматизованого підрахунку приведення об'єму газу до нормальних умов неідентичні.

Якщо обидва вирази поділити на кількість періодів часу  $m$ , то формула (1) для неавтоматизованого обліку буде становити добуток середніх арифметичних значень контрольованих величин, а формула (2) для автоматизованого обліку буде становити середнє арифметичне значення добутоків контрольованих величин.

Для двох кінцевих рядів з  $m$  позитивних чисел добуток середніх арифметичних значень пов'язаний з середнім арифметичним добутоків нерівністю Чебишева.

Нерівність Чебишева свідчить, що добуток середніх цих рядів менший або дорівнює середньому арифметичному добутоків, коли обид-

ва ряди зростаючі або спадаючі, і більший або дорівнює, коли один ряд зростає, а другий спадає.

Для демонстрації різниці в обчисленнях за двома формулами розглянемо результати обчислень лише двох рядів контрольованих величин — об'єму і тиску, за два періоди часу, прийнявши значення решти контрольованих величин за константу. Нехай у першому прикладі за два проміжки часу  $m = 2$  об'єм спожитого газу за робочих умов  $V_1$  має значення  $V_1 = 1$ ;  $V_2 = 11$ , і тиск газу  $P_1$  за робочих умов має значення  $P_1 = 1$ ;  $P_2 = 3$ , а в другому прикладі коли значення однієї змінної зростає, а другої зменшується, об'єм спожитого газу за робочих умов  $V_1$  має значення  $V_1 = 1$ ;  $V_2 = 11$ , і тиск газу  $P_1$  за робочих умов має значення  $P_1 = 3$ ;  $P_2 = 1$ .

Тоді, в першому прикладі при обчисленні за алгоритмом неавтоматизованого підрахунку за формулою (1):

$$\Delta V \times P_{\text{ср}} = (V_1 + V_2) \times [(P_1 + P_2) : 2]$$

результат буде:

$$\Delta V \times P_{\text{ср}} = (1 + 11) \times [(1 + 3) : 2] = 12 \times 2 = 24,$$

а при обчисленні за алгоритмом автоматизованого підрахунку за формулою (2):

$$\sum_{i=1}^{m=2} V_i \times P_i = V_1 \times P_1 + V_2 \times P_2 = 1 \times 1 + 11 \times 3 = 34.$$

В другому прикладі при обчисленні за алгоритмом неавтоматизованого підрахунку за формулою (1):

$$\Delta V \times P_{\text{ср}} = (V_1 + V_2) \times [(P_1 + P_2) : 2]$$

результат буде:

$$\Delta V \times P_{\text{ср}} = (1 + 11) \times [(3 + 1) : 2] = 12 \times 2 = 24,$$

а при обчисленні за алгоритмом автоматизованого підрахунку за формулою (2):

$$\sum_{i=1}^{m=2} V_i \times P_i = V_1 \times P_1 + V_2 \times P_2 = 1 \times 3 + 11 \times 1 = 14.$$

Для оцінки величини розбіжності в реальних умовах експлуатації результатів обрахунків одного і того самого об'єму газу розрахованого за різними алгоритмами аналізувались статистичні матеріали з обрахунку витрат газу на вузлах обліку газу:

- лічильником без коректора з неавтоматизованим підрахунком і лічильником з коректором з автоматизованим підрахунком;
- витратомірами змінного перепаду тиску на базі самописців з неавтоматизованим підрахунком і на базі процесорних обчислювачів з автоматизованим підрахунком;
- витратомірами змінного перепаду тиску на базі самописців з неавтоматизованим підрахунком і на базі лічильників з коректором з автоматизованим підрахунком.

За тих самих реальних значень температури, тиску, перепаду тиску й інших параметрів добова різниця в розрахунках, проведених за різними алгоритмами, в першому — досягала 6%, в другому — 14%, в третьому — перевищувала 20%.

Аналіз причин, які визначають величину розбіжності в обрахунках за двома алгоритмами показав, що найбільший вплив на величину розбіжності мають два основні фактори, а саме:

- середньоквадратичне відхилення значень контрольованих параметрів в проміжок часу за який проводиться їх усереднення;
- величина проміжку часу за який проводиться усереднення контрольованих величин.

Перший фактор визначається режимами газоспоживання та газопостачання, другий — швидкодією програми процесорного обчислювача — періодом опитування та обробки інформації і вимогами нормативної документації з метрологічного забезпечення обліку газу.

Час опитування і обробки інформації процесорних обчислювачів, які на цей час поширені в експлуатації, становить від 0,2 сек до 1 хв. Усереднення значень контрольованих параметрів при використанні самописців проводиться на основі інформації за добу. Визначення характеристик складу газу для використання в розрахунках об'єму газу у споживачів може проводитись подекадно, а в деяких коректорах зміна складу газу проводиться лише при калібровках. Визначення температури газу, середнього барометричного тиску, для деяких споживачів газу в промисловості проводиться як середньомісячне для більшості споживачів комунального та побутового секторів пропонується використовувати середньорічне значення барометричного тиску і температури зовнішнього середовища.

Експериментальні дослідження свідчать, що за певних режимів газопостачання результати розрахунків одного і того самого газового потоку з періодом опитування і обробки результатів в 2 сек і в 4 сек мали різницю у обчисленнях в 0,2%.

Крім алгоритму розрахунку на результати визначення об'ємів природного газу впливає достовірність визначення контрольованих параметрів тиску, перепаду тиску, температури, коефіцієнта стискуваності природного газу та ін.

Для розрахунку коефіцієнта стискуваності немає одного єдиного прийнятого методу. У відповідності до вимог ГОСТ 30319.2-96, який має чинність на території України, коефіцієнт стискуваності може розраховуватись чотирма методами розрахунку NX19 мод.; GERG-91 мод.; AGA8-92 DC; ВНИЦСМВ які дають різні результати обчислень. Величина різниці в результатах обчислень залежить від технологічних режимів експлуатації. Програми обчислень розроблені в різних країнах різними авторами можуть включати різні методи розрахунку.

Більшість розробників для підвищення точності обліку витратомірних вузлів впроваджує високоточні засоби вимірювальної техніки манометри, дифманометри, термометри з величинами похибки в межах десятих долей процента. При цьому недостатньо аналізуються умови вимірювання і вплив особливостей вимірювань.

На більшості газорозподільчих станцій витратомірні вузли розташовані на низькій стороні після редукування. Практично існуюча нормативна документація не враховує факту зниження температури газу в результаті ефекту Джоуля-Томсона (дросель ефекту). В результаті дросель ефекту температура газу знижується як після редуктора, так і після діафрагми. Як показують розрахунки і експериментальні дослідження зниження температури газу після редуктора може становити більше 20 °C, а після діафрагми, не 0,1—0,2 K, як наводиться в літературі (1), а одиниці градусів. Реальна температура діафрагми і температура газу буде різнитися, тоді як в розрахунках вона приймається однаковою. Величина різниці буде залежати від розташування гільзи термометра на прямій ділянці витратомірного вузла. Дослідження на окремих витратомірних вузлах показали різницю в значенні температури в різних точках прямої ділянки витратомірного вузла до 8 °C. Відрізняються результати вимірювання температури і в залежності від конструкції гільзи (кишені). При вимірюванні температури шляхом традиційного розташування термометра в гільзі ввареної в трубопровід її значення відрізняються на 1—2 °C від значення температури заміряної термометром розташованим в термоізолюваній від трубопроводу гільзі при витратах газу 80 кубічних метрів на годину. Значення температури фіксоване термометром залежить навіть від рівня заповнення оливою кишені (гільзи термометра).

Датчик температури і датчик тиску на вузлах обліку оснащених промисловими турбінними лічильниками при проведенні вимірювань розташовуються в різних за площею поперечного перерізу і геометричних розмірах частинах газопроводу витратомірного вузла. Але як відомо тиск в газопроводі в значній мірі залежить від площі його поперечного перерізу, а температура і тиск між собою взаємозалежні. З цього випливає що температуру і тиск газу необхідно вимірювати в одній точці трубопроводу.

При обчисленні об'ємів газу які обліковуються понад 3,3 мільйонів побутових лічильників взагалі не визначається температура газу і його тиск.

Вимірювання витрати газу методом змінного перепаду тиску у відповідності до вимог нормативної документації застосовується в стаціонарних або повільно змінюваних потоках, проте сама діафрагма створює пульсуючий потік. Про пульсацію може свідчити пульсуючий звук, який чути на потужних витратомірних вузлах. Наявність звуку свідчить, що пульсація тиску газу протікає з звуковою частотою період якої менший за період опитування і обробки інформації. З цього виходить, що манометри і дифманометри усереднюють контрольовані значення. А квадратний корінь середнього значення величин більше середнього коренів значень величин. В результаті вимірювань пульсуючих потоків повинні завищуватись результати обчислень відносно реальних значень витрат.

При проведенні вимірювань витрат газу роторними і турбінними лічильниками, в певних режимах, виникають резонансні явища і стоячі хвилі, які впливають на значення величини похибки вимірювань.

Повірка і визначення всіх характеристик засобів вимірювання у відповідності до вимог існуючої вітчизняної нормативної документації проводиться за температури  $20 \pm 2$  °C в якості контрольованого середовища при повірці лічильників у виробництві використовується повітря. В реальних умовах експлуатації від мінус 40 до плюс 60 кожен засіб вимірювальної техніки має додаткову похибку, величина якої в більшості випадків невідома. Характеристики повітря і газу відрізняються. Коефіцієнт динамічної в'язкості для повітря і природного газу, який має значний вплив на роботу тахометричних засобів вимірювання, відрізняється майже в два рази і в робочому діапазоні температур може змінюватися на 20% (2). Природно, що значення похибки турбінних лічильників визначене при повірці на повітрі буде відрізнятись від значення похибки на реальному газі.

Крім умов експлуатації значний вплив на значення похибки вузлів обліку газу мають режими газоспоживання. Практично обладнання яке повністю б забезпечило необхідну точність обліку у всіх діапазонах експлуатації не існує.

Витратомірні вузли на основі методу змінного перепаду тиску в більшості мають відношення контрольованих витрат 1:10.

Для роторних і турбінних лічильників, з номінальними витратами від 16 до 1000 м<sup>3</sup>/год згідно з рекомендаціями міжнародної організації з метрологічного законодавства МОЗМ OIML R32 та для турбінних з типорозміром від G25 до G16000 згідно з ДСТУ 3867-99 передбачаються відношення мінімального значення витрат до максимального як 1:10; 1:20; 1:30; 1:50. Вітчизняні стандарти на роторні промислові лічильники відсутні.

Вітчизняні виробники ВАТ Івано-Франківський завод "Промприлад" випускають лічильники класу 1,0 з динамічним діапазоном вимірювань 1:20; 1:30. Є розробки лічильників з діапазоном 1:50; 1:100.

Науково виробнича фірма "Темп" м. Івано-Франківськ налагодила виробництво роторних лічильників G65; G100; G160 з діапазоном вимірювань 1:30; 1:50; 1:100.

У відповідності до вимог ДСТУ 3336-96 "Лічильники газу побутові. Загальні технічні вимоги." Співвідношення мінімальної витрати до максимально витрати для лічильників типорозмірів G 1,6; G 2,5; G 4; G 6; G 10 повинно становити відповідно 1:156; 1:160; 1:150; 1:166; 1:160, допускається виконання роторних і турбінних лічильників цих типорозмірів співвідношенням 1:20; 1:30; 1:50; 1:100.

Вітчизняна промисловість освоїла виробництво побутових роторних лічильників з співвідношенням 1:30; і 1:50 і турбінних 1:30.

Переважна більшість побутових лічильників мембранного типу мають діапазон вимірювань 1:150, але і такий великий діапазон не може з задовільною точністю забезпечити облік споживання газу газоспоживаючим побутовим обладнанням.

Наприклад, у відповідності до вимог п. 2. 1. "ДСТУ 2205-93 Апарати опалювальні побутові з водяним контуром" при номінальній потужності 70 кВт мають номінальну теплову потужність запального пальника становить не більше 250 Вт. У цьому випадку, якщо врахувати, що у відповідності до вимог п. 3. 9. тепла потужність може мати відхилення до  $\pm 5\%$  від номінального значення, діапазон вимірювання (співвідношення мінімального газоспоживання до максимального) буде становити 1:310.

Якщо у споживача, крім розглянутого газоспоживаючого обладнання, будуть працювати кілька одиниць іншого газоспоживаючого обладнання тоді співвідношення мінімального газоспоживання до максимального буде ще більшим і практично одним лічильником не можна забезпечити виконання закону про єдність вимірювання у всьому діапазоні витрат.

У більшості споживачів газу є потреба в більш широкому діапазоні вимірювань витрат ніж може забезпечити окремо взятий лічильник.

Існуючі лічильники, крім основної похибки, в результаті дії температури зовнішнього середовища експлуатації, тиску і складу газу, а також через забруднення і знос деталей, мають додаткову похибку, яка практично не враховується.

У результаті забруднення зростає падіння тиску на лічильниках і величина похибки. Щоб усунути цей недолік проводиться періодична заміна мастила і промивка лічильників. Застосування фільтрів високої очистки для зменшення забрудненості не завжди можливе у зв'язку з тим, що значна частина лічильників експлуатується на понижених тисках газу в газовій мережі, а фільтри високої очистки зумовлюють значне падіння тиску газу.

Кожний типорозмір лічильника має свій діапазон вимірювань, свою оптимальну частоту обертів, в яких має мінімальну похибку. Перехід до роботи в іншому діапазоні призводить до збільшення похибки.

Розширення діапазону вимірювань за рахунок підвищення його чутливості шляхом застосування закритих підшипників виключає можливість періодичної промивки, а розширення діапазону вимірювань шляхом зменшення зазорів по яких протікає неконтрольований газ збільшує чутливість лічильника до чистоти газу, що вимагає застосування високоякісних фільтрів.

Якщо в газорозподільчій мережі Франції тиск газу становить 4 бари застосування фільтрів не викликає проблем, то у вітчизняних мережах з низьким тиском додаткове падіння тиску на фільтрах викликає проблеми експлуатації газового обладнання.

Наведені приклади свідчать про той факт що застосування високоточних компонентів вузла обліку не забезпечує задовільної точності вузла обліку в комплексі.

Це можна пояснити тим, що ідеологія створення вузла обліку залишилась на ідеології техніки рівня кінця XIX — початку XX ст.

Корекція похибки лічильника проводиться тим самим шляхом яким вона проводилася і в XIX ст., а саме підбором передаточних шес-



терень в обліковому механізмі. Цим способом похибка може бути зведена до нуля лише при лінійній залежності значення похибки від значення витрати.

У зв'язку з тим що залежність значення похибки лічильника від значення витрат носить нелінійний характер, цим способом корекції можна досягнути нульового значення похибки лише в окремих точках, як правило, в 2-х.

Досягнення більшого числа точок з нульовою похибкою і меншого середнього значення похибки в діапазоні витрат може бути отримано за рахунок покусочної лінійзації цієї залежності на основі електронних коректорів корекції їх похибки.

У вітчизняній газовимірювальній промисловості коректори поправки похибки майже не використовуються.

Коректори занесені до Державного реєстру засобів вимірювальної техніки виконують лише приведення обчислених об'ємів газу до нормальних умов. Причому більшість з них розроблені на ідеології вісьми—десяти років, на електронній базі кінця 80-х і початку 90-х років, і мають відповідно рівень, і ціну того часу. Ціна коректорів від 7000 до 13000 гривень. Мікроелектронна база сучасних комплектуючих, які мають той же рівень можливостей, як у тих що знаходяться в користуванні, коштує на порядок дешевше.

Вітчизняні виробники коректорів тримають таку ж ціну, як і коректори іноземного виробництва проте при таких надприбутках зарубіжні постачальники за допомогою комісійних зацікавлюють споживачів купувати їх продукцію і вітчизняний виробник втрачає ринок.

## **Висновки і пропозиції**

Наведені приклади впливу алгоритму підрахунків, впливу особливостей вимірювання значень контрольованих параметрів свідчать, що покращання характеристик засобів вимірювання температури тиску перепаду тиску та інших параметрів і характеристик не можуть забезпечити необхідну точність вимірювання вузла обліку в цілому.

Рівень метрологічних характеристик існуючого приладного обліку не задовольняє рівня потреб газотранспортного господарства.

Великі втрати зумовлені неавтоматизованим обчисленням об'ємів газу вимагають відмови від цього застарілого методу і переходу до автоматизованого, алгоритм якого більш близький до алгоритму реально-го споживання газу. Наближення до реальних умов споживання може

бути досягнуто за рахунок зменшення періоду опитування сенсорів і обробки інформації.

Значення величини періоду обробки інформації в 1 секунду може задовольнити існуючі потреби на рівні сучасних вимог до точності.

Забезпечення необхідної точності вимірювань може забезпечити вимірювальне обладнання нового покоління на базі сучасної мікроелектронної процесорної техніки.

Існуючий рівень виробничих потужностей в Україні в стані забезпечити необхідний рівень засобів вимірювальної техніки.

Для підвищення ефективності метрологічного забезпечення необхідно розуміння підприємцями нової генерації того, що витрати на забезпечення достовірності і єдності вимірювань в газотранспортному комплексі — вигідні інвестиції в економіку підприємств і не замінна частина збереження ресурсів.

Для забезпечення необхідної точності витратомірного вузла в усьому діапазоні вимірювань необхідно змінити підхід до умов його створення і атестації.

Вузол обліку повинен створюватись і атестуватись як єдине ціле — в комплексі.

Забезпечити необхідну точність обліку газу можуть вузли обліку калібровані на природному газі в діапазоні витрат реальних режимів газопостачання і умов експлуатації.

Атестацію вузла обліку необхідно проводити комплексно, як єдине ціле, а не на підставі атестації окремих його складових. Цього можна досягнути лише на базі відповідно оснащених потужних метрологічних організацій (центрів вимірювань).

Для зменшення похибки в обліку витрат газу існуючими витратомірними вузлами необхідно створити на базі виробничих потужностей газорозподільчих і газотранспортних організацій, місцевої промисловості і регіональних служб Держстандарту 5—6 потужних регіональних метрологічних центрів, які б взяли на себе атестацію і перевірку вузлів обліку газу в комплексі, а не на підставі атестації окремих складових; не за нормальних умов і номінальних витрат, як це робиться на даний час, а у всьому діапазоні режимів газопостачання і умов експлуатації.

Для усунення розглянутих недоліків зумовлених недосконалістю лічильників необхідно, налагодити на шести-семи підприємствах з високим рівнем технології виробництво лічильників нового покоління, які б за своїми характеристиками переважали зарубіжні аналоги, для цього:

1. Лічильник повинен не комплектуватись коректором, а вироблятися і атестуватись разом з вмонтованим коректором. Це значно зменшить вартість.

2. Вмонтований в лічильник коректор, крім приведення до нормальних умов значення обчисленого об'єму газу, повинен:

- компенсувати існуючу похибку лічильника в кожному конкретному діапазоні витрат і конкретних умовах експлуатації;
- додатково контролювати температуру середовища в якому працює лічильник і проводити поправку на температурну похибку лічильника;
- контролювати перепад тиску на лічильнику і, у випадку коли значення перепаду суттєво впливає на достовірність обліку, сигналізувати про необхідність вжиття заходів по його зменшенню;
- лічильник з вмонтованим коректором необхідно калібрувати в комплексі вузла обліку.

Енергія для підзарядки акумулятора-коректора, за існуючих мікропотужностей сучасної обчислювальної техніки, повинна забезпечуватись кінетичною енергією руху газу.

В окремих моделях лічильників заміна елемента живлення може проводитись в процесі періодичної чергової повірки.

При такій організації виробництва лічильників буде забезпечена конкуренція у їх виробництві, усунутий монополізм цін на газовимірвальне обладнання і забезпечена конкурентна здатність цих лічильників.

Моделльні розробки таких лічильників існують в Київському політехнічному інституті. Вартість таких лічильників буде нижча ніж існуюча вартість лічильника з коректором.

## Використана література

1. ГОСТ 8.563.2-97 Измерение расхода и количества жидкостей и газов методом переменного перепада давления. Методика выполнения измерений с помощью сужающих устройств.

2. Б. М. Беляев, В. Г. Патрикеев. "Возможность измерения количества природного газа в стандартных условиях на измерительных комплексах (узлах учета) в Московской области, оснащенных различными первичными преобразователями расхода". Измерительная техника. — М., 2001. — № 7. — С. 57—61.