

НАУКОВІ ОСНОВИ СТВОРЕННЯ НОРМАТИВНОЇ ТА ТЕХНІЧНОЇ БАЗИ КОНТРОЛЮ РАЦІОНАЛЬНОГО ВИКОРИСТАННЯ ПРИРОДНОГО ГАЗУ

Є. П. Пістун¹, С. А. Чеховський², О. Є. Середюк², М. І. Гончарук³

¹*Національний університет "Львівська політехніка", Львів*

²*Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, Івано-Франківськ*

³*НАК "Нафтогаз України", Київ*

Надійшла до редакції 26.08.05

Резюме: Проведено аналіз причин, які впливають на виникнення втрат природного газу, та запропоновано комплекс заходів, направлених на їх мінімізацію. Описані проблеми нормативного та технічного забезпечення обліку газу, а також розглядаються організаційні заходи раціонального його використання.

Ключові слова: природний газ, контроль, нормативна база.

Е. П. Пистун, С. А. Чеховский, О. Е. Середиук, Н. И. Гончарук. НАУЧНЫЕ ОСНОВЫ СОЗДАНИЯ НОРМАТИВНОЙ И ТЕХНИЧЕСКОЙ БАЗЫ КОНТРОЛЯ РАЦИОНАЛЬНОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПРИРОДНОГО ГАЗА.

Резюме: Проведен анализ причин, влияющих на возникновение потерь природного газа, и предложен комплекс мероприятий, направленных на их минимизацию. Описаны проблемы нормативного и технического обеспечения учета газа, а также рассмотрены организационные мероприятия рационального его использования.

Ключевые слова: природный газ, контроль, нормативная база.

Ye. P. Pistun, S. A. Chehovsky, O. Ye. Serediuk, M. I. Goncharuk. THE SCIENTIFIC FUNDAMENTALS FOR CREATION OF THE NORMATIVE AND TECHNICAL METHODS OF CONTROL OF THE NATURAL GAS RESOURCES RATIONAL USING.

Abstract: This article analyzes the reasons for losses in the consumption of natural gas and presents the complex of works for reducing them to a minimum. The authors consider the attendant normative and technical problems; describe solutions for rational usage of energy resources.

Keywords: natural gas, control, normative base.

Забезпечення раціонального використання природного газу – це широкий комплекс задач (нормотворчих, організаційних, технічних, технологічних, метрологічних, суб'єктивно-людських тощо), які за своєю природою та впливом суттєво відрізняються. Можна виділити дві основні групи задач, вплив яких на розв'язання проблеми раціонального використання природного газу чи не основний. Це, по-перше, комплекс нормотворчих та організаційних заходів, спрямованих на забезпечення мінімізації втрат газу та оптимального його використання. По-друге, комплекс технічних рішень щодо забезпечення високої точності та вірогідності обліку газу на всіх етапах його добування, транспортування та використання. Нами проаналізована дієвість вказаних заходів на раціональне використання природного газу.

В основу статті покладені результати досліджень авторів у вказаній галузі, виконаних, зокрема, у Національному університеті "Львівська політехніка", Івано-Франківському національному технічному університеті нафти і газу та Національній акціонерній компанії "Нафтогаз України", які раніше були опубліковані у спеціальних науково-технічних виданнях [1–8] та засобах масової інформації [9].

Нормативна база раціонального використання природного газу як окрему складову включає нормативну базу обліку газу.

У газовій промисловості, як, зрештою і в інших галузях, витрата та кількість газу в основному вимірюються витратомірами змінного перепаду тиску та механічними лічильниками.

Для витратомірів змінного перепаду тиску, якими здійснюється більшість вимірювань витрати газових та рідинних потоків у трубопроводах діаметром понад 150 мм, необхідне значне вдосконалення нормативної бази. Вимірювання цим методом (сфера та умови застосування, технічні умови та харак-

теристики, формули розрахунку витрати та кількості, методика вимірювань, розрахунок похибок вимірювання тощо) нормуються як міжнародним стандартом ISO 5167, так і національними (окремо для кожної країни). В Україні діє нормативний документ колишнього СРСР – РД-50-213-80 від 1980 року. На сьогодні він з багатьох причин не відповідає вимогам практики. Найголовнішою з них, на наш погляд, є невідповідність міжнародному стандарту, адже при поставках газу в країни Європи все одно необхідно враховувати саме міжнародний стандарт. Крім того, методика розрахунку кількості газу в цьому документі подана із значними помилками, в результаті чого методична похибка визначення кількості газу при коливаннях параметрів потоку може сягати 1,5 %. Через недосконалість такого документа наявні в ньому неточності та похибки у вимірюванні особливо великих обсягів газу (зокрема, на прикордонних газовимірювальних станціях – ГВС) можуть призвести до значних фінансових збитків. Наприклад, додатна похибка у вимірюванні витрати газу на кордоні Росія–Україна лише на 0,1 % призвела би до того, що Україні довелося б переплачувати Росії понад 10 млн дол. щороку.

До речі, в Росії уже розроблено та прийнято новий нормативний документ стосовно вимірювань витрати газових та рідинних потоків методом змінного перепаду тиску у вигляді трьох стандартів: ГОСТ 8.563.1-97, ГОСТ 8.563.2-97 та ГОСТ 8.563.3-97. У ньому усунуто низку недоліків попереднього нормативного документа РД-50-213-80, але далеко не всі. Водночас у новому російському нормативному документі було допущено ряд нових недоліків і прийнято ряд спрощень, які не сприяють підвищенню точності вимірювання. Як приклад, можна навести запроваджену в ньому апроксимацію основного рівняння витрати з наперед встановленою додатною похибкою, що приводило б до зави-

щення результатів вимірювання витрати та кількості природного газу, який обліковується на кордоні з Росією. В зв'язку з цим спеціалістами Національного університету "Львівська політехніка" було зроблено висновки, що стандарт Росії в такому вигляді для застосування в Україні приймати не можна, про що було інформовано Держстандарт України. Однак, в нашій країні й наразі діє старий нормативний документ колишнього СРСР – РД-50-213-80.

Враховуючи ситуацію, що склалася з нормативною базою обліку енергоносіїв за методом змінного перепаду тиску, в Україні було прийнято рішення про розробку національного нормативного документа – Правил України з вимірювання витрати та кількості газу методом змінного перепаду тиску. Однак цей документ так і не став нормативним, оскільки російська сторона наполягала на міжнародному використанні стандартів: ГОСТ 8.563.1-97, ГОСТ 8.563.2-97 та ГОСТ 8.563.3-97. Тому фахівцями НУ "Львівська політехніка" було запропоновано разом із Держстандартом України розробити та затвердити Національні зміни до стандартів ГОСТ 8.563.1-97 і ГОСТ 8.563.2-97, з якими цей документ можна було б прийняти до застосування в Україні.

Слід зазначити, що у 2003 році було затверджено та опубліковано новий міжнародний стандарт ISO 5167-2003, який суттєво відрізняється від попереднього міжнародного стандарту. Безперечно, нормативні документи всіх країн повинні відповідати цьому новому міжнародному стандарту.

Як результат, Національний університет "Львівська політехніка" разом із співвиконавцями, а саме Укрметртестстандартом Держспоживстандарту України, з українського боку, та ГМЦ "Газметрологія", з російського боку, розробили проект нового міждержавного нормативного документа для методу вимірювання змінного перепаду тисків – комплексу стандартів з умовною назвою ГОСТ 1,

2, 3, 4, 5, що ґрунтується на міжнародному стандарті ISO 5167-2003. В цьому новому документі усунені похибки і неточності не тільки нормативного документу колишнього СРСР – РД-50-213-80, а й нових російських стандартів: ГОСТ 8.563.1-97, ГОСТ 8.563.2-97 та ГОСТ 8.563.3-97.

Не менш важливою справою є вдосконалення, розробка та впровадження нормативної бази для обрахування питомих витрат та виробничо-технологічних витрат газу в газотранспортних та газорозподільних організаціях. В існуючих документах, наприклад, відсутні складові витрат газу, обумовлені неточністю застосовуваних засобів обліку газу, відсутні ряд складових витрат газу на ті чи інші технологічні операції.

Для вирішення зазначених проблем у сфері обліку та раціонального використання природного газу та інших енергоносіїв на базі Національного університету "Львівська політехніка" створено Інститут енергоаудиту та обліку енергоносіїв, де ведеться розробка і експертиза нових нормативних документів, пов'язаних з обліком та економією енергоносіїв. Завершується розробка двох нових методик, вкрай необхідних газорозподільним організаціям: Методики визначення виробничо-технологічних витрат природного газу під час його транспортування газорозподільними мережами та Методики визначення виробничо-технологічних витрат природного газу під час його транспортування газорозподільними мережами.

Не менше значення для організації обліку природного газу має технічна база обліку, тобто наявність відповідних технічних засобів. Слід зазначити, що облік природного газу зазвичай реалізується з допомогою непрямого методу вимірювання, тобто система обліку складається з кількох окремих, але зовсім різних вимірювальних перетворювачів та приладів, кожен із яких виконує свою функцію. Покажемо це на прикладі згадува-

них вище витратомірів змінного перепаду тиску та механічних лічильників газу. Як у перших, так і в других необхідно застосовувати коректори кількості газу – спеціалізовані мікропроцесорні обчислювачі для корекції виміряного значення кількості газу на його температуру і тиск або для приведення виміряного значення кількості газу до стандартних умов (інакше похибка вимірювання досягатиме таких великих значень, що саме вимірювання втратить сенс).

Функції такого обчислювача для витратомірів змінного перепаду тисків ще ширші – це розрахунок та інтегрування витрати. У першому випадку в трубопровід вмонтовується пристрій звуження потоку – діафрагма, до якої під'єднується вимірювальний перетворювач перепаду тиску – дифманометр. У другому – в трубопровід вмонтовується безпосередньо сам лічильник, сигнали від якого подаються на обчислювач (коректор) кількості газу. Як у першій, так і в другій системах вимірювання застосовуються ще й вимірювальні перетворювачі температури та абсолютного тиску газу, сигнали від яких також подаються на обчислювач. Самі вимірювальні перетворювачі можуть бути різних типів. Існують і різні обчислювачі. Ступінь свободи у виборі як вимірювальних перетворювачів, так і обчислювачів формально нібито не обмежується. А точність обліку залежатиме від обраного методу вимірювання, і від структури та конфігурації системи обліку, і від застосованих у цій системі технічних засобів обліку.

Слід відзначити, що окрім точності окремо взятих вимірювальних пристроїв, що складають систему обліку, важливий є кінцевий результат – точність обліку природного газу, тобто похибка чи невизначеність результату вимірювання витрати та кількості природного газу. Бо навіть із високоточними окремими складовими можна отримати поганий результат. Для мінімізації загальної похибки вимірювання витрати та кількості

природного газу дуже важливим є вибір методу вимірювання, структури системи обліку та конкретних засобів обліку під задані умови вимірювання. Адже кожен технічний засіб має свої, лише йому притаманні характеристики та можливості: діапазон вимірювання, точність, надійність, наявність узаконених норм застосування, наявність засобів перевірки та метрологічної атестації, можливість передачі результатів вимірювання на відстань у тій або іншій формі, вибухо- чи пожежобезпечність, вимоги щодо встановлення, вартість (самого технічного засобу, його інсталяції, експлуатації, метрологічного забезпечення), можливість зберігання інформації, наявність заборони несанкціонованого доступу та спотворення інформації, походження (вітчизняного чи закордонного виробництва) тощо.

Покажемо, для прикладу, організацію системи обліку природного газу із застосуванням методу змінного перепаду тиску, оптимальної за точністю вимірювання. До складу такої системи повинні входити:

- діафрагма оптимальна за точністю вимірювання витрати, наприклад, розрахована згідно з методикою, розробленою в Національному університеті "Львівська політехніка", в результаті застосування якої вибирається така відносна площа діафрагми, при якій мінімізується похибка вимірювання [3];
- інтелектуальні вимірювальні перетворювачі перепаду тиску, абсолютного тиску та температури газу з цифровим вихідним сигналом на базі протоколу HART (Highway Addressable Remote Transducer), які відповідають класу точності 0,075 або вище та забезпечують можливість роботи в діапазоні вимірювання 100:1 та переналадження діапазону вимірювання;
- мікропроцесорний обчислювач, який може безпосередньо сприймати вище означений цифровий сигнал, до речі з інтер-

Інновації при видобуванні та транспортуванні природного газу

валом дискретизації по часу не більшим за 1 с по кожному із трьох вимірювальних каналів, і забезпечує точність розрахунку витрати та кількості природного газу з похибкою не гірше 0,01 %.

Саме такої конфігурації вимірювальні системи встановлені, атестовані та надійно працюють на багатьох підприємствах. Так, напри-

клад, така система, встановлена фірмою "Техприлад" (Україна) на ВАТ "Миколаївцемент", забезпечує вимірювання витрати та кількості природного газу в діапазоні витрат від 2700 до 32000 м³/год по одному трубопроводу та в діапазоні витрат від 500 до 12500 м³/год по другому трубопроводу з відносною похибкою не більше 0,85 %, підтвердженою відповідним свідоцтвом про метрологічну атестацію.

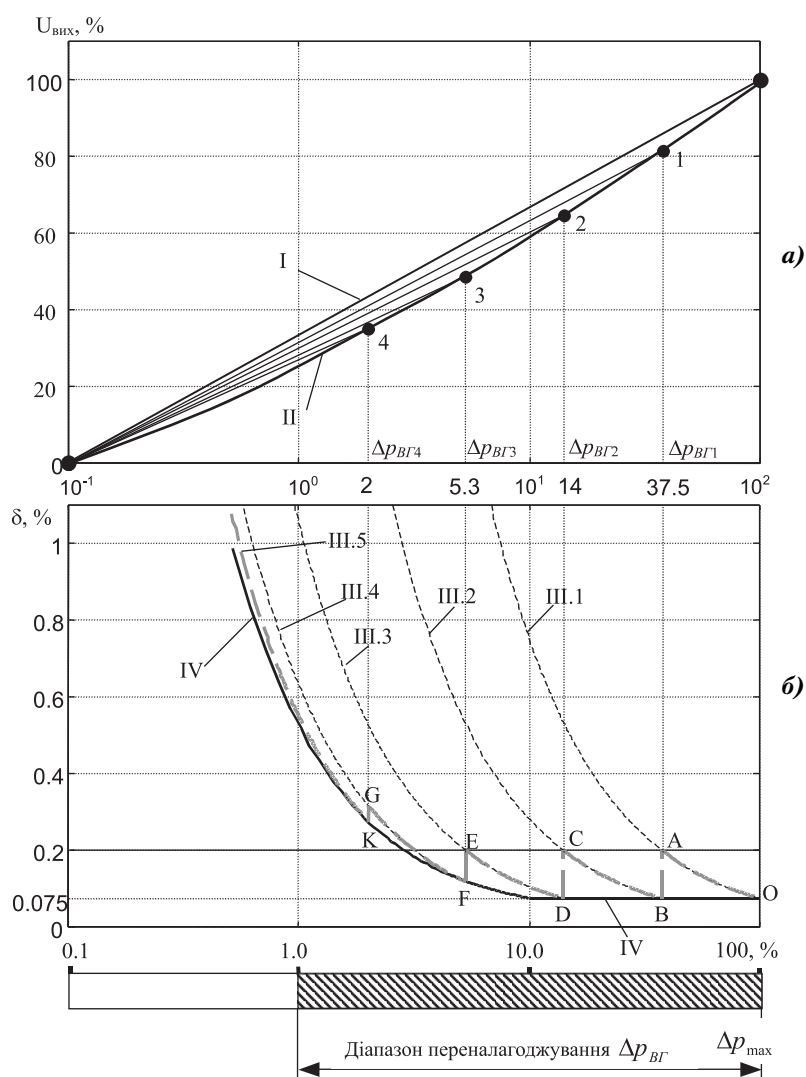


Рис. 1. Статична характеристика перетворювача тиску: а) поділ статичної характеристики перетворювача на піддіапазони; б) графіки зміни класу точності перетворювача (крива IV) та відносної похибки вимірювання перепаду тиску (криві III)

Для забезпечення додаткового розширення діапазону та підвищення точності вимірювання витрати та кількості природного газу слід реалізувати запропоновану нами методику автоматичного переналагодження діапазонів вимірювальних перетворювачів окремих параметрів потоку газу [4]. На сьогодні це стало можливим завдяки розвитку та вдосконаленню вимірювальних перетворювачів перепаду тиску, тиску та температури, а саме завдяки їх інтелектуалізації та суттєвому покращанню класу точності вимірювання. Так, застосування власне таких інтелектуальних та високоточних диференціальних манометрів дозволяє розширити діапазон вимірювання перепаду тиску, а, відповідно, і витрати без застосування багатодіапазонних конструктивно складних вимірювальних схем. Покажемо це на конкретному прикладі.

Диференціальні манометри, що пропонуються відомими світовими виробниками контрольно-вимірювальних приладів (Fisher-Rosemount, Hartmann&Braun і ін.), забезпечують можливість переналагодження верхньої границі діапазону вимірювань від 1 до 100 % максимального значення діапазону вимірювань Δp_{max} (див. рис. 1) при збереженні лінійності шкали. При цьому для моделей дифманометрів з найширшим діапазоном переналагодження діапазону вимірювань (1:100) виробниками наводиться наступна інформація щодо похибки вимірювання:

для діапазонів вимірювань, для яких $\Delta p_{BG} : \Delta p_{max} \geq 1:10$, похибка не перевищує

$$S = \pm 0,075 \% \quad (1)$$

верхньої границі Δp_{BG} діапазону вимірювань;

для діапазонів вимірювань, для яких $\Delta p_{BG} : \Delta p_{max} \leq 1:10$, похибка обчислюється за формулою

$$S = \left[0,025 + 0,005 \cdot \frac{\Delta p_{max}}{\Delta p_{BG}} \right] \% \quad (2)$$

Оскільки похибка виробників приведена у відсотках відносно шкали, тобто встановленого діапазону вимірювань, то очевидно що мова йде про відносну приведену похибку, тобто клас точності приладу. Для діапазонів вимірювань з $\Delta p_{BG} : \Delta p_{max} \leq 1:10$ відносна приведена похибка, як видно з (2), буде швидко зростати при зменшенні Δp_{BG} . Наприклад, при роботі дифманометра у встановленому діапазоні вимірювань 0–5 % відносна приведена похибка (клас точності приладу) від Δp_{max} буде становити $S = 0,125 \%$, а в діапазоні вимірювань 0–1 % вона складатиме $S = 0,525 \%$ (див. крива IV, рис. 1, б).

Значення ж відносної похибки вимірювання перепаду тиску таким дифманометром обчислюється як

$$\delta = \frac{\Delta p_{BG}}{\Delta p} S, \quad (3)$$

де S , в залежності від діапазону вимірювання, знаходиться згідно з (1) і (2).

При роботі дифманометра в діапазоні вимірювань 100 % Δp_{max} значення відносної похибки δ вимірювання перепаду тиску зростає при "підході" до початку шкали за гіперболічною залежністю (див. крива III.1, рис. 1, б). Наприклад, при вимірюванні перепаду тиску $\Delta p = 2 \%$ від Δp_{max} дифманометром класу 0,075 відносна похибка δ становить 3,8 %. При цьому діапазон вимірювання витрати $Q_{max} : Q_{min} = 7:1$. При вимірюванні $\Delta p = 1 \%$ від Δp_{max} відносна похибка становитиме вже $\delta = 7,5 \%$.

Потрібно зауважити, що всі наведені вище розрахунки виконані без врахування похибок дифманометра за рахунок зміни температури, статичного тиску (відносно тиску та температури калібрування), нестабільності джерела живлення та похибки зміни в часі статичної характеристики. Тому реальні значення похибок вимірювання перепаду тиску можуть бути більшими залежно від умов експлуатації приладів.

Як видно з проведеного аналізу, суттєвого розширення діапазону вимірювання витрати методом змінного перепаду тиску не можна досягти тільки за рахунок підвищенням класу точності дифманометра при одному діапазоні вимірювання.

Ми пропонуємо розширювати діапазон вимірювання витрати в системах, побудованих на базі програмованих мікропроцесорних обчислювачів витрати та кількості, за допомогою алгоритмів розбиття повного діапазону вимірювання Δp_{max} на піддіапазони Δp_{BGi} з встановленням класу точності кожного піддіапазону у відповідності до (1) і (2). Правомірність такого підходу гарантується виробниками дифманометрів, які на базі статистичних досліджень обґрунтували можливість застосування залежностей (1) і (2) для встановлення класу точності вимірювальних перетворювачів за умови їх роботи на довільному піддіапазоні при збереженні лінійності шкали. Нами пропонується також один із способів визначення меж піддіапазонів вимірювального перетворювача, який дозволяє забезпечити задане значення відносної похибки вимірювання.

Оскільки переналагодження шкали перетворювача полягає в зміні коефіцієнта, який задає нахил прямої, що апроксимує дійсну статичну характеристику (крива II на рис. 1, а) в певному піддіапазоні, то нами пропонується змінювати коефіцієнт нахилу статичної характеристики алгоритмічно, в програмі обчислювача. При цьому перший діапазон вимірювального перетворювача може відповідати максимальному діапазону вимірювання, зазначеному в паспорті перетворювача.

Для реалізації запропонованого способу потрібно виконати наступні операції:

1) встановити максимально можливий діапазон вимірювань приладу Δp_{max} (на цьому діапазоні вимірювальний перетворювач працюватиме за статичною характеристикою I (див. рис. 1, а));

- 2) за допомогою калібратора отримати його дійсну статичну характеристику (крива II, рис. 1, а);
- 3) розбити дійсну статичну характеристику на піддіапазони, межі яких визначаються заданою верхньою межею відносної похибки δ та зафіксувати як зразкові значення верхніх меж піддіапазонів Δp_{BG1} , Δp_{BG2} , Δp_{BG3} , Δp_{BG4} ;
- 4) ввести значення Δp_{BG1} , Δp_{BG2} , Δp_{BG3} , Δp_{BG4} в програму обчислювача, яка визначає коефіцієнт передачі кожного піддіапазону та заносить знайдені коефіцієнти в пам'ять.

На рис. 1 показано приклад розбиття статичної характеристики дифманометра на піддіапазони за умови забезпечення вимірювання перепаду тиску з відносною похибкою меншою від 0,2 %. Границі піддіапазонів вибрано за точками перетину кривих III відносної похибки, побудованих за залежністю (3), із лінією $\delta = 0,2$ %. Координати точок перетину Δp_{BGi} знайдено за залежністю, отриманою із (3):

$$\Delta p_{BGi} = \Delta p_{BG_{i-1}} \frac{S_{i-1}}{\delta}. \quad (4)$$

Прийнявши для $i = 0$ $\Delta p_{BG0} = \Delta p_{max} = 100$ %, для $i = 1, 2, 3$ отримуємо у відповідності до (4) межі піддіапазонів $\Delta p_{BG1} = 37,5$ %, $\Delta p_{BG2} = 14$ %, $\Delta p_{BG3} = 5,3$ % від Δp_{max} . Оскільки значення відносної похибки згідно з (3) не може бути меншим за значення класу точності перетворювача, а клас точності (крива IV на рис. 1, б) досягає 0,2 при роботі перетворювача на шкалі 0–3 % від Δp_{max} , то подальше розбиття на піддіапазони не зменшить відносної похибки вимірювання нижче значення 0,2 %. Введення піддіапазону 0–2 % дозволяє тільки максимально наблизити значення відносної похибки до її мінімально можливого значення – класу точності в даному діапазоні.

В результаті реалізації розбиття, показаного на рис. 1, відносна похибка δ буде змі-

нуюватись за залежністю, яка відтворюється кривою OABCDEFGK. При вимірюванні перепаду тиску в межах $3\% \leq \Delta p \leq 100\%$ відносна похибка δ не буде перевищувати 0,2%, а при вимірюванні $1\% \leq \Delta p \leq 3\% - 0,525\%$.

Значення відносної похибки в будь-якій точці повного діапазону вимірювання, розбитого на N піддіапазонів, можна знайти за формулою:

$$\delta = \begin{cases} \frac{\Delta p_{\max}}{\Delta p} S_0, & \text{для } \Delta p_{BG_1} < \Delta p \leq \Delta p_{\max}; \\ \frac{\Delta p_{BG_1}}{\Delta p} S_1, & \text{для } \Delta p_{BG_2} < \Delta p \leq \Delta p_{BG_1}; \\ \dots\dots\dots \\ \frac{\Delta p_{BG_N}}{\Delta p} S_N, & \text{для } 0 < \Delta p \leq \Delta p_{BG_N}, \end{cases} \quad (5)$$

де S_0, S_1, S_N – клас точності 0-го, 1-го, N -го піддіапазону.

Для випадку розбиття на п'ять піддіапазонів, як показано на рис. 1, формула (5) прийме вигляд:

$$\delta = \begin{cases} \frac{\Delta p_{\max}}{\Delta p} 0,075, & \text{для } 0,375\Delta p_{\max} < \Delta p \leq \Delta p_{\max}; \\ \frac{0,375\Delta p_{\max}}{\Delta p} 0,075, & \text{для } 0,14\Delta p_{\max} < \Delta p \leq 0,375\Delta p_{\max}; \\ \frac{0,14\Delta p_{\max}}{\Delta p} 0,075, & \text{для } 0,053\Delta p_{\max} < \Delta p \leq 0,14\Delta p_{\max}; \\ \frac{0,053\Delta p_{\max}}{\Delta p} 0,12, & \text{для } 0,02\Delta p_{\max} < \Delta p \leq 0,053\Delta p_{\max}; \\ \frac{0,02\Delta p_{\max}}{\Delta p} 0,275, & \text{для } 0 < \Delta p \leq 0,02\Delta p_{\max}. \end{cases} \quad (6)$$

Значення класу точності при роботі перетворювача на третьому піддіапазоні $S_3 = 0,12$ та четвертому $S_4 = 0,275$ визначені за формулою (2).

Запропонований метод розширення діапазону вимірювання витрати реалізований нами в системі вимірювання витрати та кількості природного газу на базі обчислювача ОВК-ПГ (НПВП "Техприлад", м. Львів). Програма обчислювача реалізує алгоритм встановлення піддіапазонів, який дозволяє розбити весь діапазон вимірювання не більш як на вісім

піддіапазонів. Для вимірювання тиску та перепаду тиску в цій системі застосовуються вимірювальні перетворювачі Hartmann&Braun класу точності 0,1 або Fisher-Rosemount класу точності 0,075.

Перейдемо тепер до аналізу можливостей метрологічного забезпечення високої точності та вірогідності обліку газу. За об'єкт дослідження ми вибрали облік газу в побуті, оскільки саме тут відносно найбільше споживання газу, а також достатньо висока і очевидна ефективність від зростання кількості засобів обліку (це буде показано далі).

Питання метрологічного забезпечення побутових лічильників газу (ПЛГ) під час їх виготовлення можна вважати в основному вирішеним, про що свідчить створення державного спеціального еталона одиниць об'єму і об'ємної витрати газу [10], розробка відповідних нормативних документів із метрології [11], а також наявність вихідних та робочих еталонів (у переважній більшості дзвонівих витратовимірювальних установок), які успішно експлуатуються на підприємствах-виготовлювачах ПЛГ.

Водночас останніми роками все більшої актуальності набуває питання повірки побутових лічильників газу (ПЛГ), так як багато з них вже відпрацювали регламентований чинними документами України термін до моменту обов'язкової перевірки органами Держстандарту їх метрологічних характеристик. Однак практична реалізація перевірки вимагає значних матеріальних затрат на монтаж-демонтаж приладів і часових затрат на їх проведення, а кількість перевірочних установок не задовольняє потребам споживачів. Водночас у виробничих і наукових колах з все більшою гостротою дискутується питання про плинність метрологічних характеристик ПЛГ в проміжку міжперевірочного терміну, оскільки ця обставина є одним із чинників комерційних втрат газопостачальних організацій і безпосередньо впливає на раціональне

використання природного газу. Тому актуальним є питання контролю метрологічних характеристик ПЛГ в будь-який момент експлуатації безпосередньо у споживачів, яке можна вирішити, наприклад їх діагностуванням.

Незважаючи на відсутність в даний час нормативного документа щодо проведення технічного діагностування, загальновідомими є як технічні принципові розробки і напрацювання [7], так і нормативна база України [11]. Однак, практичної реалізації набув тільки метод, регламентований "Інструкцією щодо обслуговування та експрес-контролю побутових лічильників газу..." [13]. Функціональна схема таких установок для експрес-контролю ПЛГ передбачає послідовне під'єднання контрольного приладу до ПЛГ, що перевіряється, за допомогою спеціального технологічного устаткування, яке встановлюється при демонтажі осердя перекривного вентиля підвідного газопроводу індивідуального газоспоживача. Згідно з цією схемою роль джерела витрати виконує лінія газопостачання, а відлічений перевірюваним і контрольним (еталонним) приладами природний газ спалюється газоспоживачами. Решта вузлів перевіркою установки відповідають схемі випробувань [11] і додатково конструктивно можуть передбачати контроль температури і тиску газу у регламентованих точках та вентиляльний задавач відтворюваних витрат. При перевірці здійснюється відлік і порівняння виміряного об'єму газу двома лічильниками на витратах, які регламентовані відповідними нормативними документами.

Головним недоліком практичної реалізації цього методу є складність спеціального технологічного перекривного обладнання замість вхідного перекривного вентиля, яке повинне забезпечувати подачу газу після контрольного лічильника в магістралі перед газоспоживачем. Водночас ця схема характеризується складністю регулювання відтворюваних через ПЛГ контрольованих витрат газу і,

як правило, відсутньою практичною можливістю проведення експрес-контролю на великих витратах газу в силу обмеженої продуктивності щодо спалювання газу обладнанням газоспоживача. Тому у відповідності з вимогами "Інструкції" [13] і для усунення вказаних недоліків практичної реалізації експрес-контролю ПЛГ фахівцями ВАТ "Львівгаз" у співпраці з науковцями Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу був розроблений портативний пристрій для бездемонтажного діагностування ПЛГ на місці експлуатації [5].

Особливістю розробленого засобу є його переносний варіант конструкції у вигляді логічно завершеного єдиного пристрою. Відмінністю від рекомендованого [13] є використання доповнюючих пальників різних продуктивностей, типорозмірів і конструкцій з індивідуальними кранами регулювання подачі газу до них. Це дозволило суттєво розширити діапазон вимірювання як у бік мінімальних діагностованих витрат (за рахунок спеціального мало витратного пальника), так і у бік великих витрат (за рахунок можливого застосування спеціального пічного пальника). Розроблений пристрій фактично синтезує рішення згідно вимог документів [11, 13]. Однак ці джерела передбачають використання для спалювання газу лише одного спеціального пальника або існуючого у газоспоживача обладнання, а розроблений засіб діагностування обладнаний спеціальним вузлом спалювання газу. Відмінним також є під'єднання діагностуючого пристрою гнучким шлангом за допомогою більш простішого порівняно з [13] технологічного перекривного обладнання.

Похибку ПЛГ при його діагностуванні обчислюють за такою формулою :

$$\delta = \left(\frac{V}{V_0} \cdot \frac{P}{P_0} \cdot \frac{T_0}{T} - 1 \right) \cdot 100\% , \quad (7)$$

де V_0 і V – об'єми газу, виміряні зразковим і досліджуваним лічильниками відповідно;

P_0, P, T_0, T – значення абсолютних тисків і абсолютних температур у зразковому та досліджуваному лічильниках відповідно.

Функціонування пристрою передбачає контроль за значеннями робочого тиску в лінії газопостачання і перепаду тиску на ПЛГ, які є одним із інформативних параметрів при діагностуванні ПЛГ і свідчать про забрудненість фільтрів чи робочих камер лічильників газу. Експериментальні дослідження зміни тиску і температури газу на ПЛГ і зразковому лічильнику показали, що при правильному виборі довжини і діаметра гнучкого з'єднувального шлангу різниця температур не перевищує ± 1 °C і 20 Па, що з метрологічної точки зору може зумовити додаткову похибку не більше $\pm 0,35$ %, а також вилучає необхідність контролю цих параметрів безпосередньо при діагностуванні ПЛГ. Пристрій обладнаний ротаметром для вимірювання витрати газу, чим суттєво підвищується продуктивність діагностування, оскільки наявна у різних споживачів значна різниця статистичного тиску в газовій мережі може суттєво змінювати точність задання контрольованих витрат газу.

Розроблений пристрій характеризується діапазоном контрольованих витрат (0,04...6) м³/год, границею основної допустимої похибки (теоретично розраховане значення) – ± 3 % і реалізований на базі ПЛГ типу GALLUS-2000, G4. Маса пристрою становить 5,5 кг при габаритних розмірах 700×300×350мм.

Другим напрямком практичної реалізації досліджень метрологічних характеристик ПЛГ на місці експлуатації може бути установка для дослідження і повірки ПЛГ [6], яка запропонована фахівцями Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу і ВАТ "Івано-Франківськгаз". Вона передбачає використання в якості еталонного вузла звужуючого пристрою у комплекті з відповідними зразковими засобами

вимірювання тиску, перепаду тиску і температури газу, які монтуються в газовій магістралі послідовно з досліджуванним ПЛГ у відповідності до однієї із стандартизованих схем. Водночас, особливістю установки є використання спеціальної конструкції набору звужуючих пристроїв, які встановлюються у технологічне обладнання газоспоживачів (плитки, печі тощо) на період дослідження замість дроселюючих пристроїв чи пальників.

Об'єм природного газу в робочих умовах, що проходить через ПЛГ, розраховується таким чином:

$$V = \alpha \varepsilon F_0 \tau \sqrt{2 \Delta p / \rho}, \quad (8)$$

де α – коефіцієнт витрати звужуючого пристрою; ε – поправний множник на розширення газу; F_0 – площа отвору звужуючого пристрою; Δp – перепад тиску на звужуючому пристрої; ρ – густина природного газу при робочих умовах; τ – тривалість пропуску газу через ПЛГ.

У порівнянні з відомими сопловими установками, які раніше використовувалися для повірки промислових лічильників газу, практична реалізація запропонованої установки передбачає вибір оптимальної конструкції і типу звужуючого пристрою, експериментальне визначення коефіцієнта витрати звужуючого пристрою в сукупності з використанням оптимальних точок вимірювання робочого тиску і перепаду тиску. Така установка принципово здатна забезпечити не тільки діагностування, але і повірку ПЛГ на реальному природному газі, а її комплектація пристроєм автоматизованого збору інформації про кількість обертів та циклів рухомих елементів ПЛГ відкриває можливість реалізації комп'ютеризованої повірки і суттєвого зменшення об'єму спалюваного при повірці газу.

Метрологічний аналіз такої установки показав, що використання для метрологічної

атестації звужуючого пристрою дзвонової витратовиміральної установки з границею основної допустимої похибки $\pm 0,2\%$, а також цифрових термометрів з дискретністю відліку не більше $0,1\text{ }^\circ\text{C}$ і дифманометрів з границею основної допустимої похибки $\pm 0,5\%$ забезпечує вимірювання витрат і об'єму газу з похибкою, яка не перевищує $\pm 0,5\%$. Це значення відповідає вимогам державного стандарту [11] і, на думку авторів, поряд з іншими типами повірочних установок після апробації і затвердження відповідних нормативних документів має перспективу для практичної реалізації.

Серед новітніх технічних рішень, за допомогою яких відкриваються можливості як повірки ПЛГ, так і їх метрологічного забезпечення на заводах-виготовлювачах, можуть бути мобільні повірочні установки на базі критичних сопел для приладів обліку газу в мережах низького тиску. Основний вузол цих засобів – критичні сопла – характеризуються достатньо високою можливістю забезпечення точності вимірювання і стабільності відтворення об'ємних витрат газу, так як в них

відсутні будь-які рухомі елементи і згідно принципу дії об'ємна витрата газу при критичних режимах течії визначається його конструкцією, геометричними розмірами і не залежить від тиску після сопла. З врахуванням незначних габаритів критичних сопел і безперервності їх функціонування під час вимірювального циклу вони мають незаперечну перевагу при створенні мобільних повірочних установок. Однак широкого практичного застосування до теперішнього часу в Україні такі діагностувально-повірочні установки не набули, оскільки для їх функціонування потрібне суттєве (близько дворазове) перевищення абсолютного тиску на вході критичного сопла порівняно з тиском на його виході. Ця умова можлива або в мережах газопроводів високого тиску (викликає значні втрати тиску робочого середовища), або в установках циклічної дії (при витіканні з ємності попередньо стиснутого робочого середовища), або в установках з вакуумуванням робочого середовища (практично можливе досягнення невеликих витрат). Тому фахівцями університету нафти і газу і ДП "Івано-

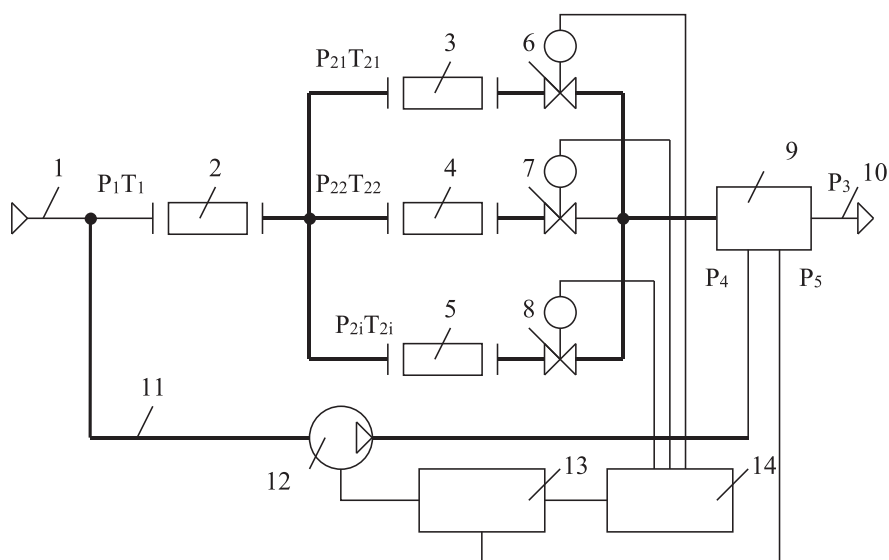


Рис. 2. Функціональна схема повірочної установки на базі критичних сопел

Франківськстандартметрологія" запропоновано нове технічне рішення установок [8], яким були би властиві всі переваги вимірювання критичними витратомірами і водночас було би можливим їх функціонування в мережах низького тиску. Цим досягається повірка засобів обліку газу, які експлуатуються при низьких тисках.

Принцип дії повірочної установки полягає в безпосередньому порівнянні показів послідовно змонтованих досліджуваного приладу і еталонного засобу вимірювання об'єму чи витрати газу. Установка містить вхідний трубопровід 1 (рис. 2), випробувальну ділянку з досліджуваним приладом 2, набір декількох паралельно змонтованих критичних сопел, наприклад, 3, 4, 5 з відповідною запірною арматурою 6, 7, 8 і вихідний трубопровід 10. Для забезпечення критичного режиму потоку через критичні сопла установка містить у вихідному трубопроводі 10 газоструминний інжектор 9, завдяки якому досягається пониження робочого тиску на виході критичного сопла. Особливістю запропонованої конструкції установки є наявність байпасної лінії 11 з засобом компримування газу 12, який забезпечує подачу необхідної витрати робочого середовища з підвищеним тиском P_4 для функціонування газоструминного інжектора 9. Вибір витратних режимів установки досягається протіканням газу через попередньо вибрані для роботи одне або декілька критичних сопел, робочі лінії яких відкриваються запірною арматурою, керованою задавачем витрати 14. Досягнення необхідного режиму роботи газоструминного інжектора забезпечується регулятором критичного режиму 13, вхідним сигналом якого є тиск P_5 інжектованого потоку газу (тиску у вихідному колекторі критичних сопел), а вихідний сигнал регулятора 13 змінює режим роботи засобу 12 шляхом зміни витрати і тиску P_4 на виході засобу 12. При цьому параметри настройки регулятора 13 попередньо визначаються за-

давачем 14 стосовно вибраного значення витрати досліджуваного приладу 2.

Основними інформативними параметрами повірочної установки є значення абсолютного тиску P_{21}, P_{22}, P_{2i} і абсолютної температури T_{21}, T_{22}, T_{2i} ізоентропічно заторможеного газу перед критичним соплом (індекс "i" може набувати максимального значення, яке відповідає кількості паралельних ліній критичних витратомірів), які визначають масову витрату Q_{mi} в i -тій лінії згідно формули:

$$Q_{mi} = \mu \cdot F \cdot c \cdot \frac{P_{2i}}{\sqrt{R \cdot T_{2i}}}, \quad (9)$$

де μ – коефіцієнт витрати критичного сопла; F – площа отвору сопла; c – функція критичної витрати газу через сопло; R – питома газова постійна робочого середовища.

Об'ємна витрата газу Q_{oi} в робочих умовах через критичне сопло визначається діленням Q_{mi} на густину газу результату, розрахованого згідно [7]. Тому вираз для обчислення витрати Q_{oi} має вигляд:

$$Q_{oi} = Q_{mi} \cdot \frac{K \cdot R \cdot T_{2i}}{P_{2i}}, \quad (10)$$

де K – коефіцієнт стисливості робочого газу.

Тиск P_1 і температура T_1 визначають параметри стану газу перед досліджуваним приладом і дозволяють розраховувати масові або об'ємні витрати (при повірці витратомірів) чи масу або об'єм відліченого газу (при повірці лічильників) в залежності від типу досліджуваних приладів.

Тиск P_3 характеризує параметр стану газу на виході повірочної установки, а тиски P_4 і P_5 – параметри функціонування газоструминного інжектора, перший з яких визначає тиск робочого середовища, яке подається від засобу компримування 12, а другий – тиск інжектованого потоку, що забезпечує критичний режим протікання газу через критичні сопла.

Вибором відповідного значення тиску P_4 і витрати робочого середовища можна суттєво зменшити значення абсолютного тиску P_5 інжектваного потоку, внаслідок чого розроблена конструкція повірочної установки забезпечує досягнення критичного режиму течії газу через сопла навіть для умов мереж низького тиску газу.

Запропонована повірочна установка може бути конструктивно реалізована у вигляді мобільної або стаціонарної установки, а також як засіб, що може працювати на будь-яких робочих середовищах, в тому числі на повітрі чи природному газі.

Однак, впровадження цього типу установок поки що затримується відсутністю відповідних нормативних документів щодо можливості проведення випробувань на таких установках. Так, згідно чинних на сьогоднішній час нормативних документів перевірка лічильників і витратомірів газу повинна здійснюватись тільки на повітрі, що зумовлює необхідність їх демонтажу. Водночас, в Україні практично не проводяться наукові і експериментальні метрологічні дослідження по вивченню метрологічних характеристик серійних промислових і побутових лічильників і витратомірювальних засобів при їх роботі на повітрі (умови метрологічної атестації і періодичної повірки) і при функціонуванні на реальному природному газі.

Зауважимо, що практичне впровадження проаналізованих діагностувально-метрологічних пристроїв та установок в даний час стримується невирішеними принциповими питаннями юридичного аспекту. До них відносяться, насамперед, відсутність нормативного документа, який зобов'язував би газоспоживачів до обов'язкового подання ПЛГ на позачергову перевірку у випадку виявлених відхилень метрологічних характеристик ПЛГ від нормативно регламентованих під час їх діагностування.

Детальний аналіз структури газоспоживання по регіонах України з урахуванням напрямків використання газу показав, що досягненню мети більш раціонального використання ресурсів природного газу та зменшенню його втрат слугують такі організаційні заходи, розроблені та реалізовані НАК "Нафтогаз України":

- посилення контролю за цільовим використанням природного газу;
- встановлення нових та заміна застарілих побутових лічильників природного газу;
- зменшення фізичних втрат природного газу в розподільних газопроводах.

Зупинимось більш детально на вищеведених заходах.

У відповідності з обраною правлінням НАК "Нафтогаз України" стратегічною лінією на наведення дисципліни в питаннях організації постачання та споживання природного газу, підрозділами Компанії та Держкоменергозбереження проводилась жорстка політика обмеження або відключення від газопостачання підприємств, що не проводять погашення заборгованості за використаний газ або споживають його, не маючи виділених для цих цілей лімітів. Так, протягом 2004 р. за борги та відсутність лімітів відключались від газопостачання на проміжок до моменту початку погашення заборгованості понад 2 тисячі промислових та 3 тисячі комунально-побутових підприємств.

Необхідно також згадати і про те, що в недалекому минулому постачанням природного газу в Україні займалась велика кількість комерційних структур, створюючи тим самим хаотичну ситуацію при зведенні кінцевого балансу реалізації газу. Проведені впродовж останніх років заходи щодо впорядкування газового ринку дали відчутні позитивні результати.

Одночасно з метою посилення контролю за транспортуванням та реалізацією природ-

Інновації при видобуванні та транспортуванні природного газу

ного газу споживачам України в Компанії розроблено та поетапно впроваджується автоматизована система контролю за газопостачанням.

Цією системою, зокрема, передбачено створення Єдиного реєстру споживачів газу в Україні, який дасть змогу електронними засобами постійно контролювати в розрізі кожного споживача доведені плановим розподілом обсяги споживання природного газу, коригувати їх протягом місяця поставки, відслідковувати фактичне використання, а також забезпечувати своєчасне та достовірне зведення балансу надходження та реалізації газу.

Одним з основних критеріїв дієвості такого заходу, як встановлення побутових лічильників газу, крім суто суб'єктивних причин, пов'язаних з намаганнями самого абонента скоротити свої витрати газу, є зменшення так званих комерційних втрат газу.

Згаданий вид втрат спостерігається при поставках природного газу населенню і пояснюється виникненням від'ємної різниці між обсягами газу, обчисленими та оплаченими за затвердженими нормами споживання та використаними фактично.

Саме тому з метою усунення або суттєвого нівелювання подібного явища у відповідності з прийнятою Програмою створення єдиної системи обліку природного газу в Компанії розроблено план оснащення житлового фонду України лічильниками газу, хід виконання якого ілюструє графік, поданий на рис. 3.

Зважаючи, що в Україні високими темпами йде газифікація житла, поле діяльності в цьому напрямку залишається досить широким.

Найбільші високі рівні оснащення помешкань лічильниками газу спостерігаються у Закарпатській та Івано-Франківській областях. В цілому ж по Україні лічильниками обладнано близько 40% газифікованих житлових будинків і квартир.

Дієвість інтенсифікації заходів по встановленню побутових лічильників підтверджується наступним. Так, якщо протягом січня-серпня 2003 року населення спожило 11 377 млн куб. м природного газу, то за цей же період 2004 року ця цифра складає 10 523 млн куб. м, а у 2005 році очікується на рівні 10 250 млн куб. м.

Проілюструємо вказане на прикладі Закарпатської області, де, як уже зазначалось

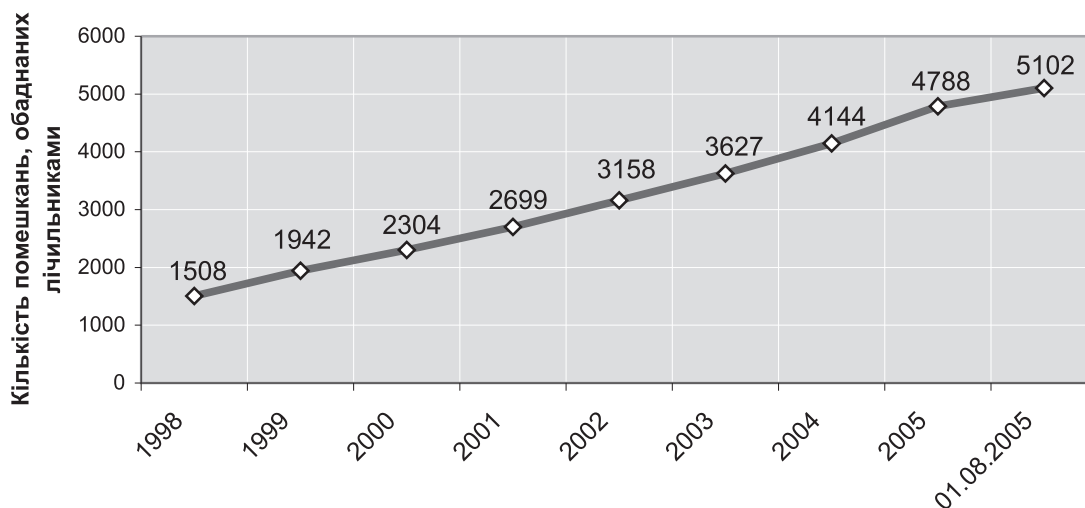


Рис. 3. Динаміка оснащення житлового фонду лічильниками природного газу

Інновації при видобуванні та транспортуванні природного газу

вище, спостерігались найвищі темпи встановлення лічильників.

Безпосередня залежність величини комерційних втрат газу від кількості встановлених побутових лічильників відслідковується досить яскраво. Так, за 7 місяців 2005 року втрати газу в області по відношенню до протранспортованих обсягів у порівнянні з аналогічним періодом 2004 року скоротилися на 2,6 % до 2,2 % (рис. 4).

На додаток треба відмітити, що якщо станом на 1 січня 2001 року за допомогою лічильників в Україні обліковувалось 42 % спожитих населенням обсягів газу, то на цей же період 2002 року ця цифра зросла до 50 %, 2003 року – до 55 %, 2004 року – до 62 %.

У цілому по Україні втрати газу внаслідок виконання заходів, спрямованих на посилення дисципліни газоспоживання, встановлення сучасних приладів обліку газу та введення в дію нових нормативних документів за вказаний період зменшились приблизно вдвічі. Зокрема, якщо протягом січня–липня 2003 року виробничо-технологічні витрати

(ВТВ) та втрати природного газу у ВАТ з газопостачання і газифікації при транспортуванні газу споживачам газорозподільними мережами складали по Україні 1 347 млн куб. м, то за той же період 2004 року вони зменшились до 908 млн куб. м, а у 2005-му – до 793 млн куб. м. Особливо показовими є Запорізька та Чернігівська області, де в цілому ВТВ та втрати у порівнянні з 7 місяцями 2003 року зменшились у 5 разів, Харківська і Донецька – у 3,5 рази, Сумська та Рівненська – у 3 рази.

Слід зазначити, що на початкових етапах впровадження обліку газу за допомогою побутових лічильників встановлювались прилади, які у порівнянні із сучасними зразками були технічно недосконалими, хоча і відповідали діючим нормативним документам України. Такі лічильники (переважно роторного типу) мали низьку чутливість в діапазоні малих витрат газу, внаслідок чого в сумарному результаті значні обсяги спожитого газу практично не обліковувались. Річні втрати газу внаслідок застосування таких лічильни-

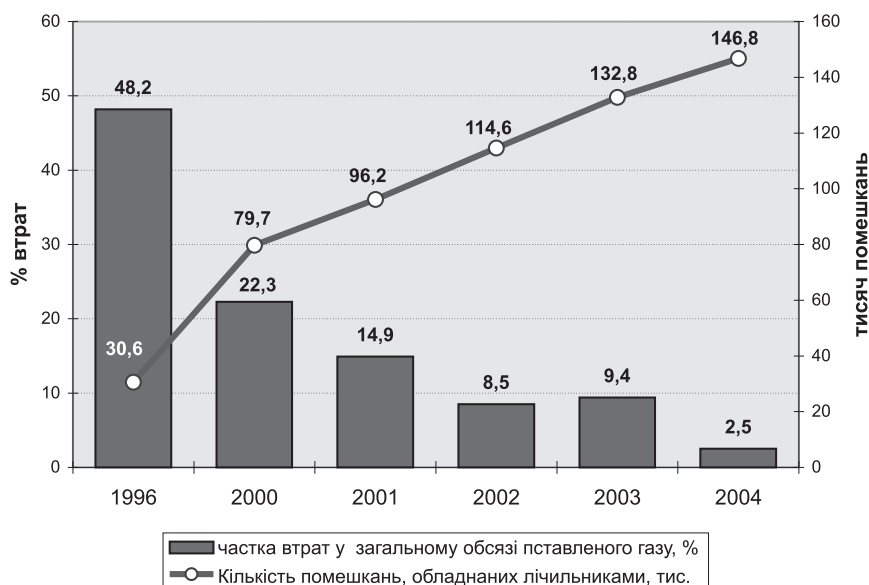


Рис. 4. Динаміка зниження комерційних втрат газу у порівнянні зі зростанням кількості встановлених побутових лічильників (на прикладі Закарпатської області)

ків сягали 200–300 мільйонів кубічних метрів [1]. Саме тому впродовж останніх років газовими господарствами почала проводитись інтенсивна робота по їх заміні.

Що стосується фізичних втрат природного газу в розподільних газопроводах, то ці втрати пов'язані з тим, що мережа газопроводів досить часто прокладена на ділянках з агресивними або вологими ґрунтами, в місцях з підвищеним ризиком електрохімічної корозії тощо, внаслідок чого матеріал труб зазнає посиленого руйнування. Крім того, частина газопроводів, особливо у західних регіонах України, вже давно перевищила свій експлуатаційний термін.

Так, наприклад, у 1998 році втрати газу, пов'язані з витокami із газопроводів, оцінювались на рівні 250 млн куб. м. В зв'язку з цим з боку НАК "Нафтогаз України" почали вживатись більш рішучі заходи по заміні та капітальному ремонту аварійно небезпечних ділянок газопроводів. Всього впродовж останніх 4 років замінено близько 300 км та відремонтовано понад 1100 км таких ділянок. Значна увага приділяється питанням захисту газопроводів від корозії. Впроваджуються сучасні прилади для пошуку місць витоків газу. При цьому досить велика частина номенклатури газового експлуатаційного устаткування виготовляється силами самих газових господарств. Так, наприклад, з метою подовження терміну експлуатаційної придатності газопроводів, силами виробничих підрозділів ВАТ "Вінницягаз" освоєно серійне виробництво станцій катодного захисту трубопроводів.

Підсумовуючи вищесказане, можна констатувати, що перелічений комплекс організаційних заходів по оптимізації використання ресурсів природного газу довів на практиці свою ефективність.

Водночас, практичне впровадження всіх розглянутих у статті рішень неможливе без належної інвестиційної політики з боку заці-

кавлених організацій і насамперед провідних в нафтогазовій галузі, що врешті-решт за рахунок створення відповідної нормативної бази та сучасних високоточних засобів обліку природного газу зможе забезпечити досягнення значної його економії і раціонального використання.

ЛІТЕРАТУРА

1. **Гончарук М. І., Чеховський С. А., Середюк О. Є.** Раціональне використання природного газу як одна із складових збереження його ресурсів // Нафтова і газова промисловість. – 2005. – № 2. – С. 3–10.
2. **Пістун Є. П.** Облік та економія природного газу // Нафтова і газова промисловість. – 2000. – № 2. – С. 43–47.
3. **Пістун Є. П., Крук И. С.** Расчет оптимальных по точности измерения стандартных сужающих устройств на ЭЦВМ. – Измерительная техника, 1980, № 11. – С. 48–49.
4. **Пістун Є. П., Дубіль Р. Я., Матіко Ф. Д.** Розширення діапазону вимірювання витрати за методом змінного перепаду тиску // Міжвідомчий науково-технічний збірник "Вимірювальна техніка та метрологія", Випуск 58, Львів, 2001. – С. 143–147.
5. **Середюк О. Є., Чайковський Р. Г., Ястремський В. М., Мік І. В.** Портативний пристрій для бездемонтажного діагностування побутових лічильників газу // Сучасні прилади, матеріали і технології для неруйнівного контролю і технічної діагностики промислового обладнання: Матеріали наук.-технічної конф., Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу м. Івано-Франківськ, 3–6 грудня 2002 р. – Івано-Франківськ, 2002. – С. 100–103.
6. **Середюк О. Є., Лісевич Т. І., Прудніков Б. І., Федоришин Я. С.** Повірка побутових лічильників газу під час експлуатації // Методи та прилади контролю якості. – 1999. – № 3. – С. 89–91.
7. Вимірювання витрати та кількості газу: Довідник / М. П. Андрійшин, С. О. Канєвський, О. М. Карпаш, Я. С. Марчук, І. С. Петришин, А. А. Руднік, О. Є. Середюк, С. А. Чеховський. – Івано-Франківськ: ПП "Сімик", 2004. – 160 с.
8. Деклараційний пат. 54316 А Україна, МКВ G01F25/00. Повірна установка / І. С. Петришин, О. Є. Середюк (Україна). – №2002076003; Заявл. 19.07.02; Опубл. 17.02.03. – 3 с.
9. **Пістун Є. П.** Облік енергоносіїв в Україні таки треба ставити на вищий рівень. Дзеркало тижня, № 15–16 (543–544) від 23 квітня 2005 року, с. 11.

Інновації при видобуванні та транспортуванні природного газу

10. Державний спеціальний еталон одиниць об'єму та об'ємної витрати газу /І. С. Бродин, І. С. Петришин, А. Г. Бестелесний, П. І. Дикий // Український метрологічний журнал. – 1997. – № 3. – С. 31–34.
11. ДСТУ 3607-97. Лічильники газу побутові. Правила приймання та методи випробувань.
12. **Гордюхин А. И., Гордюхин Ю. А.** Измерение расхода и количества газа и его учет.– Л.: Недра, 1987. – 213 с.
13. Інструкція щодо обслуговування та експрес-контролю побутових лічильників газу, які знаходяться в експлуатації. – Київ, 1996. –19 с.