УДК 006.91:681.121

АНАЛІЗ ЗАСТОСУВАННЯ КОНТРОЛЬНИХ ЛІЧИЛЬНИКІВ ГАЗУ ДЛЯ ПІДВИЩЕННЯ ТОЧНОСТІ ОБЛІКУ ПРИРОДНОГО ГАЗУ

Я.М. Власюк, О.Є. Середюк, В.В. Малісевич

1) НАК «Нафтогаз України», вул.Богдана Хмельницького, 6, м.Київ, 01001, e-mail: YVlasyuk@naftogaz.net

2) Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, вул. Карпатська, 15, м.Івано-Франківськ, 76019, e-mail: feivt@nung.edu.ua

3) Науково-дослідний і проектний інститут ВАТ «Укрнафта», вул. Північний бульвар ім. Пушкіна, 2, м.Івано-Франківськ, 76019, e-mail:patent@ndpi.ukrnafta.com

Проаналізований сучасний стан наукових і технічних напрацювань у сфері діагностування і перевіряння технічного стану лічильників і витратомірів природного газу. Обгрунтована доцільність застосування контрольних лічильників газу для підвищення точності обліку природного газу і розроблені техніко-метрологічні засади їх проектування і застосування.
Ключові слова: облік, природний газ, лічильник, витрати, точність, спектральна характеристика, діагностування.

Проанализировано современное состояние научных и технических наработок в области диагностирования и проверки технического состояния счетчиков и расходомеров природного газа. Обоснована целесообразность применения контрольных счетчиков газа для повышения точности учета природного газа и разработаны технико-метрологические основы их проектирования и применения.
Ключевые слова: учет, природный газ, счетчик, расходы, точность, спектральная характеристика, диагностирование.

The modern state of scientific and technical works in the field of diagnosing and check of a technical condition of counters and flowmeters of natural gas are analyzed. The expediency of application of control counters of gas for increase of accuracy of the account of natural gas is proved and technical-metrological principles of their designing and application are developed.
Keywords: account, natural gas, meter, charges, exactness, spectral description, diagnosticating.

Ефективність впровадження енергозберігаючих технологій та економія енергоносіїв можлива лише за умови точного обліку енергоносіїв. Одним із стратегічно важливих енергоносіїв є природний газ, значну частину якого Україна закуповує за кордоном. Останнім часом у зв'язку з підвищенням цін на природний газ підвищуються вимоги до точності його обліку і розрахунку кількості спожитого газу, який здійснюється за об'ємами, зведеними до стандартних умов [1].

На даний час до витратомірів та лічильників, які застосовуються для обліку природного газу, ставиться багато вимог. Найважливішою з них є висока точність вимірювання при широкому діапазоні витрат і забезпечення при цьому необхідної надійності функціонування засобів вимірювання. Згідно закону України «Про метрологію та метрологічну діяльність» на промислові лічильники газу та витратоміри поширюється державний метрологічний нагляд і вони підлягають періодичній повірці, яка є відносно дорогою операцією, так як включає демонтаж лічильника, доставку до місця повірки, безпосередньо саму повірку та монтаж на трубопроводі після повірки.

Аналіз методів та пристроїв для повірки лічильників і витратомірів природного газу показав, що для цієї мети застосовуються повірочні установки різних типів і принципів дії, найпоширенішими серед яких є дзвонові, з використанням еталонних лічильників або на базі еталонних критичних сопел [1]. В переважній більшості при їх функціонуванні як робоче середовище використовується повітря, що спричиняє появу методичної похибки лічильників газу внаслідок відмінності їх роботи на повітрі і природному газі [2].

Одним із напрямків підвищення точності вимірювань об'єму газу є повірка лічильників на природному газі, що можливо за допомогою еталонних установок з функціонуванням на реальному середовищі, наприклад, поршневого типу [3, 4] або з використанням еталонних лічильників [2, 4, 5]. Саме тому при створенні метрологічного центру в м. Боярці (Київська обл.) передбачається розроблення еталонних установок з використанням природного газу як робочого середовища.

Водночас основним показником надійності робочих засобів обліку природного газу є час, впродовж якого прилад зберігає працездатність та достатню точність. Очевидною є та обставина, що цей час залежить як від правильності монтажу приладу, так і від умов його використання. У цих випадках точність засобу вимірювання може знизитися ще до проведення чергової повірки, що свідчить про актуальність їх діагностування під час експлуатації або проведенні позачергової повірки.

Таким чином доцільним є дослідження метрологічних характеристик промислових лічильників газу впродовж міжповірочного інтервалу та безпосередньо на місці експлуатації. Після виконання вказаних операцій доцільно здійснювати перевірку технічного стану комерційних вузлів обліку газу, необхідність проведення якої визначається чинними нормативними документами [6, 7] у сфері обліку природного газу.

Метою роботи є аналіз сучасного стану наукових і технічних напрацювань для практичної реалізації перевірки технічного стану лічильників і витратомірів газу і розроблення на цій основі техніко-метрологічних засад для створення і застосування перевірочних установок вказаного функціонального призначення.

Із аналізу літературних джерел можна зробити висновок, що операцію перевірки технічного стану необхідно здійснювати за місцем експлуатації лічильників або витратомірів після їх монтажу у вимірювальному трубопроводі. При цьому робочим середовищем доцільно використовувати природний газ, хоча на етапі проведення попередніх підготовчих робіт перед введенням в експлуатацію вузла обліку або за умови його тимчасової перерви в експлуатації може бути використане повітря.

Практична реалізація цих завдань може бути здійснена двома способами: із застосуванням спеціальних діагностувальних установок або з використанням контрольних лічильників газу.

На даний час є відомими декілька запатентованих способів та технічних рішень для діагностування та контролю метрологічних характеристик засобів вимірювальної техніки. Відомий спосіб діагностування стану лічильників та витратомірів енергоносіїв [8] шляхом порівняння спектральних характеристик випадкових коливань (шумів), які виникають при їх роботі внаслідок девіації елементів конструкції, який дозволяє виявити несправності в експлуатаційних умовах і одночасно забезпечує можливість контролю метрологічних характеристик. Величина зміни спектральних характеристик випадкових коливань характеризує технічний стан вимірювальних приладів. Внаслідок цього спектральні характеристики випадкових процесів починають змінюватись, причому будь-який з факторів впливу на роботу рухомих елементів первинного перетворювача впливає на певну, властиву тільки йому частотну смугу. Завдяки цьому під час пошкодження деталей чи вузлів вимірювального засобу або зміні його технічних характеристик буде змінюватися і спектр генерованих ним випадкових коливань в його корпусі.

Незважаючи на простоту цього технічного рішення, для практичної реалізації потрібно попередньо знати спектральні характеристики шумів справних приладів для кожного типу і типорозмірів, а також потрібна відповідна спеціальна апаратура (спектральні аналізатори), що на даний час є суттєвим недоліком розглянутого способу діагностування.

Спосіб діагностування та перевірки побутових лічильників газу [9] базується на визначенні зміни їх фактичних метрологічних характеристик безпосередньо на діючій лінії газопостачання. На основі порівняння об'єму газу, виміряного побутовим лічильником газу (ПЛГ), з об'ємом газу, який розрахований за результатами вимірювань за допомогою попередньо проградуйованих спеціальних звужувальних пристроїв, стає можливим виявлення несправностей приладу в експлуатаційних умовах і одночасно забезпечується можливість перевірки їх метрологічних характеристик безпосередньо у газоспоживача на природному газі.

Об'єм природного газу $V_{ЛР}$, що проходить через ПЛГ, розраховується за формулою [10]:

$$V_{ЛР} = \tau \sqrt{\frac{p_C}{\rho_C T_C}} \frac{T_Л K_Л}{p_Л} \sum_{i=1}^{n} \alpha_i \varepsilon_i F_i \sqrt{2 \Delta p_{ЗПi} \frac{p_{ЗПi}}{T_{ЗПi} K_{ЗПi}}}, \quad (1)$$

де $p_{ЗПi}$, $T_{ЗПi}$ – тиск та температура газу перед i-им звужувальним пристроєм; $p_Л$, $T_Л$ – тиск та

температура газу у ПЛГ; $K_{ЗПi}$, $K_Л$ – коефіцієнт стисливості газу перед *i*-им звужувальним пристроєм і у ПЛГ відповідно; p_C, T_C, ρ_C – тиск, температура і густина природного газу за стандартних умов; τ - тривалість пропуску газу через ПЛГ; α_i, ε_i – коефіцієнт витрати і поправний множник на розширення газу в *i*-тому звужувальному пристрої відповідно; F_i, $\Delta p_{ЗПi}$ – площа отвору і перепад тиску для *i*-го звужувального пристрою відповідно.

Згідно з патентом [11] діагностування лічильників газу базується на визначенні залежності втрат тиску газу в лічильнику від умов роботи (витрата газу) і контроль відхилення цієї характеристики лічильника від номінальної, яка отримується під час метрологічної атестації. Це забезпечує безперервне діагностування технічних та метрологічних характеристик лічильників газу і дозволяє виявити відмову лічильника, а також встановити момент її виникнення і зробити висновок про придатність лічильника.

В [12] наведено спосіб метрологічного діагностування вимірювальних трубопроводів із загальним вхідним і вихідним колекторами, які входять до складу витратомірів газу, який полягає у проведенні одночасного вимірювання витрати газу в усіх вимірювальних трубопроводах, визначенні для кожного з них похибки вимірюваного значення витрати і порівнянні отриманої похибки з допустимим значенням. Попередньо через встановлені інтервали часу виконують задану кількість вимірювань витрати в усіх вимірювальних трубопроводах для одержання набору мінімальних та максимальних значень витрати, що характеризує схему включення трубопроводів. Потім довільно приймають один із вимірювальних трубопроводів за базовий і проводять вимірювання витрати газу в решті трубопроводів. За виміряним значенням витрати газу базового вимірювального трубопроводу обчислюють для всіх інших вимірювальних трубопроводів розрахункові значення витрати газу за формулою:

$$Q_{Kt}^{P} = \frac{Q_{\delta t} - Q_{\delta\min}}{Q_{\delta\max} - Q_{\delta\min}} \cdot \left(Q_{K\max} - Q_{K\min}\right) + Q_{K\min}, \quad (2)$$

де K – номер вимірюваного трубопроводу; t – індекс часу плинного вимірювання; $Q_{\delta max}$, $Q_{\delta min}$ – максимальне і мінімальне значення витрати газу у базовому вимірювальному трубопроводі відповідно; Q_{Kmax}, Q_{Kmin} – максимальне і мінімальне значення витрати газу в *K*-му вимірювальному трубопроводі; Q^{P}_{Kt} – плинне розрахункове значення витрати газу в базовому вимірювальному трубопроводі.

Відносну похибку вимірюваного значення витрати газу для кожного вимірювального трубопроводу визначають за формулою:

$$\Delta_K = \left|Q_{Kt} - Q_{Kt}^{P}\right| \Big/ Q_{Kt}, \quad (3)$$

де Q_{Kt} – плинне вимірюване значення витрати газу у *K*-му вимірювальному трубопроводі.

Серед недоліків цього методу є умова його застосування тільки для паралельних газопроводів і можливість отримання недостовірної інформації, оскільки як еталонний засіб використовується один із експлуатованих вузлів обліку із своєю похибкою.

Відомий також спосіб діагностування та градуювання витратомірів змінного перепаду тиску без демонтажу з вимірювальної системи [13]. В усталеному режимі вимірюють два значення перепаду тиску для двох витрат потоку відповідно, які перетворюються у лінійні вихідні сигнали електричного струму I_1 та I_2. Далі частину основного потоку відводять та визначають значення витрати відведеного потоку, що відповідає різниці струмів I_1 та I_2. Після цього обчислюють коефіцієнт b, який рівний відношенню величини витрати Q до різниці струмів I_1 та I_2:

$$b = Q/\left(I_1 - I_2\right). \quad (4)$$

Порівнянням отриманого значення коефіцієнта b із значенням відповідного коефіцієнта градуювальної характеристики роблять висновок про зміну стану звужувального пристрою і при потребі здійснюють корекцію градуювальної характеристики витратоміра.

Тепер зупинимося на аналізі методологічних аспектів перевірки технічного стану вузлів обліку за допомогою контрольного лічильника газу. Його застосування передбачає знаходження похибки вимірювання об'єму газу шляхом порівняння з показами контрольного лічильника, що можна подати за допомогою формули [1]:

$$\delta = \frac{V_C - V_{CK}}{V_{CK}} \cdot 100, \% \quad (5)$$

де δ – відносна похибка вузла обліку газу, %; V_C, V_{CK} – зведені до стандартних умов об'єми газу, які виміряні перевірюваним вузлом і контрольним лічильником, відповідно.

Одним із перших юридично чинних практично впроваджених технічних рішень в Україні для перевіряння засобів обліку

природного газу є установки для експрес-контролю побутових лічильників газу, які відповідають засадам «Інструкції щодо обслуговування та експрес-контролю побутових лічильників газу...” [14]. Функціональна схема таких установок для експрес-контролю ПЛГ передбачає послідовне під’єднання з перевірюваним ПЛГ контрольного приладу за допомогою спеціального технологічного устаткування, яке встановлюється при демонтажі осердя перекривного вентиля підвідного газопроводу індивідуального газоспоживача.

Основним 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 обмеженим діапазоном контрольованих витрат, який визначається продуктивністю газоспоживаючого обладнання. Тому у відповідності до вимог інструкції [14] і виключення вказаних недоліків практичної реалізації експрес-контролю розроблений портативний пристрій для бездемонтажного діагностування (контролю) ПЛГ на місці експлуатації [15].

Особливістю розробленого засобу є його переносний варіант з використанням доповнюючих пальників різних продуктивностей, типорозмірів і конструкцій з індивідуальними кранами регулювання подачі газу до них. Це дозволяє суттєво розширити діапазон вимірювання як в сторону мінімальних контрольованих витрат (за рахунок спеціального маловитратного пальника), так і в сторону великих витрат (за рахунок застосування спеціального пічного пальника).

Похибку ПЛГ при його перевірянні обчислюють за такою формулою [15]:

$$\delta = \left(\frac{V}{V_K} \cdot \frac{p}{p_K} \cdot \frac{T_K}{T} - 1 \right) \cdot 100\%, \qquad (6)$$

де V_K і V – об’єми газу, виміряні контрольним і досліджуваним лічильниками відповідно; p_K, p, T_K, T – значення абсолютних тисків і абсолютних температур у контрольному та досліджуваному лічильниках, відповідно.

Відомий також вузол обліку газу [16] з контрольним лічильником, який дозволяє здійснювати перевірку лічильників газу, забезпечуючи значну швидкодію їх підключення і відключення.

Методологічні аспекти проведення контролю вимірювань об’єму газу за стандартних умов на промислових вузлах обліку і алгоритм обробки результатів контролю вимірювань викладені у [7]. Їх суть зводиться до проведення перевірки достовірності обліку газу лічильниками під час роботи без їх демонтажу та припинення чи зміни режиму подачі газу.

При оцінюванні результатів контролю згідно з [7] визначається різниця між результатами вимірювань об’єму газу на робочому та контрольному вузлах обліку газу ΔV_C за формулою:

$$\Delta V_C = V_C - V_{CK}. \qquad (7)$$

Далі розраховується співвідношення F за формулою:

$$F = \frac{\delta_{Vc} V_C}{\delta_{Vck} V_{CK}}. \qquad (8)$$

Границя допустимих розбіжностей значень об’єму газу G внаслідок похибки вимірювань на робочому та контрольному вузлах обліку газу обчислюється за формулою:

$$G = E 0{,}01 \delta_{Vck} V_{CK} \left(F^2 + 1 \right), \qquad (9)$$

де $E = 1$ (якщо $F \le 1$) або $E = 1/F$ (якщо $F > 1$).

Далі розраховується різниця між абсолютним значенням ΔV_c та границею допустимої розбіжності G:

$$\Delta V_{CH} = \left| \Delta V_C \right| - G. \qquad (10)$$

Якщо виконується умова $\Delta V_{CH} \le 0$, то різниця між результатами вимірювань об’єму газу за стандартних умов на робочому та контрольованому вузлах обліку приймається такою, що зумовлена похибками вимірювань на цих вузлах. Якщо вказана умова не виконується, то причиною розбіжностей є вплив неконтрольованих (позаштатних) факторів.

На даний час в Україні вже розроблено декілька пристроїв для проведення контролю лічильників газу безпосередньо на місці їх експлуатації. Один із них [17] передбачає оперативне вимірювання витрати безпосередньо на діючому газопроводі за допомогою метрологічно атестованих усереднювальних напірних трубок. В розробленій конструкції пристрою використано дві окремі спарені трубки, в які вмонтований первинний перетворювач температури. Така конструкція дозволяє вимірювати значення трьох величин, що необхідні для визначення витрати газу: перепад тиску, абсолютний або надлишковий тиск і температуру газу. На базі цього пристрою

розроблена методика виконання експрес-контролю витрат природного газу в газопроводах діаметром 80 – 200мм, яка впроваджена у ВАТ «Івано-Франківськгаз».

Характеристика пристроїв для перевіряння вузлів обліку природного газу, які розроблені останнім часом у відповідності до методики [7] та набули практичного застосування в Україні, приведені в табл. 1.

Для підключення контрольної установки УКП [18] не потрібне додаткове втручання в конструкцію вузла обліку, який підлягає контролю. Вона призначена для оперативного контролю роботи вузлів обліку природного газу, оснащених роторними, турбінними, ультразвуковими або вихоровими лічильниками газу в комплекті з двоканальними обчислювачами об'єму газу типу Універсал-02. При під'єднанні установки демонтують існуючий газовий фільтр і на його місце встановлюють змінну вставку, до якої за допомогою гнучких шлангів приєднується установка.

Комплекс витратомірний ОЕ-К2 [19] призначений для контролю лічильників, змонтованих у складі вузлів обліку природного газу. Поряд з обчисленням відносної похибки між значеннями витрат газу, зведених до стандартних умов, які розраховані за показами лічильника вузла обліку та контрольного лічильника, комплекс забезпечує виведення результатів вимірювань температури та абсолютного тиску природного газу, витрати та обчислень на табло комплексу та на ПЕОМ. Він також може застосовуватися для визначення витоків газу з газотранспортних систем.

Система експрес-контролю ЭК-Б [20] призначена для оперативного контролю вузлів обліку природного газу на базі роторних, ультразвукових, вихорових та турбінних лічильників газу. ЭК-Б підключається послідовно з вузлом обліку, що перебуває в експлуатації та дозволяє проводити періодичний контроль їх працездатності і за результатами досліджень об'єктивно приймати рішення про їх технічний стан та необхідність проведення регламентних робіт, налаштувань, калібрування та позачергових повірок вимірювальних засобів, що входять в склад вузла обліку газу.

Таблиця 1 – Технічні характеристики пристроїв для перевіряння вузлів обліку природного газу на базі контрольних лічильників

Найменування	Виробник	Тип контрольного лічильника	Типорозмір	Умовний діаметр, DN, мм	Максимальна витрата, Q_{max}, м^3/год	Мінімальна витрата, Qmin, м^3/год	Поріг чутливості, м^3/год	Макимальний робочий тиск, МПа
Установка контрольна пересувна УКП	ТОВ НВП «Гремпіс», м. Вінниця	Роторний, DELTA, Франція	G40 G160	50 100	65 250	0,41 1,25	0,05 0,08	1,6 1,6
Комплекс витратомірний переносний ОЕ-К2	ТОВ «Слот», м. Івано-Франківськ	Роторний, ТЕМП, ІВФ «Темпо», м. Івано-Франківськ	G65	50	100	0,5	Немає даних	0,7
Система експрес-контролю вузлів обліку природного газу ЭК-Б	СП «Радмиртех», м. Харків; ДП «Завод Арсенал», м. Київ; ЗАТ СК «Укргаз-сервіс», м. Київ	Роторний, ДП «Завод Арсенал» м. Київ	G16 G25 G40 G65	20 20 20 40	25 40 65 100	0,16 0,25 0,26 0,40	0,03 0,05 0,08 0,13	1,3 1,3 1,3 1,3

ВИСНОВКИ

За результатами проведених досліджень і вимог нормативного документа [7] можна сформулювати такі техніко-метрологічні засади розроблення і застосування контрольних лічильників природного газу:

– робоче середовище – природний газ (при надлишкових тисках від 2 кПа до 2 МПа, який конкретизується до умов функціонування вузлів обліку природного газу);

– контрольний лічильник газу за температури робочого та навколишнього середовища від мінус 20 °С до плюс 30 °С повинен мати границі допустимої відносної похибки за діапазонів об'ємних витрат не гірше ніж ± 0,6 % – у діапазоні витрати від Q_{min} (включно) до перехідної витрати Q_t (включно) і ± 0,3 % – у діапазоні витрати від Q_t до Q_{max} (включно);

– можливість перевіряння лічильників газу типорозмірів від G16 до G1600 (конкретизується до умов функціонування вузлів обліку природного газу);

– мобільність виконання;

– максимальна тривалість перевіряння або діагностування у споживача (не більше, ніж 3 год.);

– автоматизоване збирання і оброблення вимірювальної інформації;

– застосування пристрою документування результатів перевіряння або діагностування;

– наявність швидкорознімних вузлів під'єднання або спеціального місця в трубопроводі для монтажу контрольного лічильника без перериву газопостачання;

– можливість регулювання заданих об'ємних витрат через контрольний лічильник газу і вузол обліку, що перевіряється.

До складу пересувного контрольного вузла обліку повинні входити:

– контрольний лічильник газу;

– коректор об'єму газу з границями допустимої відносної похибки вимірювання температури і тиску газу та обчислення об'єму газу за стандартних умов не більше, ніж ± 0,15%;

– шлангові з'єднання, крани, фільтр сітковий, фланці з колінами відповідних діаметрів, прокладки для герметизації з'єднань тощо.

До складу коректора об'єму газу повинні входити:

– термоперетворювач опору з діапазоном вимірювань від мінус 20 °С до плюс 30°С, клас А;

– перетворювач абсолютного тиску з границями допустимої відносної похибки не гірше ніж ± 0,1 % у діапазоні вимірювань від 0,2p_{max} до p_{max}.

Коректор об'єму газу повинен характеризуватися границею основної допустимої відносної похибки обчислення об'єму газу за стандартних умов не гірше, ніж ± 0,05 %.

1. Облік природного газу: довідник / М.П. Андрійшин, О.М. Карпаш, О.Є. Середюк [та ін.]; за ред. С.А.Чеховського. – Івано-Франківськ: ПП «Сімик», 2008. – 180 с. 2. Методика експериментальних досліджень впливу параметрів природного газу на метрологічні характеристики лічильників газу / А.Г. Бестелесний, Я.М. Власюк, І.С. Кісіль [та ін.] // Методи та прилади контролю якості. – 2007. – № 18. – С.46–50. 3. Метрологическая аттестация поршневой расходоизмерительной установки природного газа / Б.Д. Колпак, О.П. Крук, О.Е. Середюк [и др.] // Измерительная техника. – 1995. – №11. – С.28–30. 4. The International world reference value for high pressure natural gas flow as conducted under the umbrella of the CIPM-MRA and the ILAC-MRA / D.Dopheide, B.Mickan, R.Kramer, [and others]// Метрологія і вимірювальна техніка (Метрологія–2006): V Міжнар. наук.-техн. конф., 10-12, жовтня 2006 р, Харків: наукові праці конф.: у 2 т. – Т2. – Харків: ННЦ «Інститут метрології». – 2006. – С.15–25. 5, M. P. Van Der Beek. A New Reference Meter for Gasmeter Calibration / M. P. Van Der Beek //Instromet International, Essen, Belgium, Nederland's Meetinstituut NMi, Dordrecht, Netherlands. – 2000. – 9 p. 6 Правила обліку природного газу під час його транспортування газорозподільними мережами, постачання та споживання. – Офіц. вид. – [Затв. 2005–12–27. Мінпаливенерго України]. – К., 2006. – 15 с. 7. Метрологія. Об'єм природного газу за стандартних умов. Типова методика виконання вимірювань з використанням лічильника газу та коректора об'єму газу: МВУ 034/03-2008. / І. С. Петришин, В. І. Карташов, Я. М. Власюк [та ін.]. – [Чинна від 2008-01-02]. – К.: ДП «Укрметртестстандарт», 2008. – 83 с. – (Нормативний документ Держспоживстандарту України: Інструкція). 8 Пат. 5981 U Україна, МПК 7G01F25/00. Спосіб діагностування засобів витратовимірювальної техніки з рухомими чутливими елементами / Мельничук С.І., Романів В.М., Яковин С.В. [та ін.]. – № 2004031930; заявл. 16.03.04; опубл.15.04.05, Бюл. №4. 9. Пат. 16522 U Україна, МПК (2006) G 01 F 25/00. Спосіб

діагностування та перевірки побутових лічильників газу / Середюк О.Є., Чеховський С.А., Винничук А.Г. [та ін.]. – № u200601289; заявл. 09.02.06; опубл. 15.08.06, Бюл. №8. 10. Середюк О.Є., Винничук А.Г. Мобільна установка для бездемонтажного діагностування побутових лічильників газу // Нафтогазова енергетика. – 2007. – №3(4). – С.76 – 80. 11. Пат. 84908 С2 Україна, МПК (2006) G 01 F 25/00, G 01 F 5/00. Спосіб діагностики лічильників газу в експлуатації / Петришин І.С., Кузь М.В., Петришин Н.І. [та ін.]. – № a200609753; заявл. 11.09.06; опубл. 10.12.08, Бюл. №23. 12. Пат. 34514 С2 Україна, МПК 7 G 01 F 25/00. Спосіб метрологічного діагностування вимірювальних трубопроводів із загальним вхідним і вихідним колекторами, які входять до складу витратомірів газу / Коломієв В.М., Фролов А.Ф., Пономарьов Ю.В. [та ін.]. – № 99063229; заявл. 11.06.99; опубл. 15.03.01, Бюл. №2. 13. Пат. 2091721 С1 Российская Федерация, МПК 6 G 01 F 25/00. Способ диагностики и градуировки расходомера / Плотников В.В., Кисилевский А.Б., Северинов А.Д. [и др.]. – № 93041807/28; заявл. 10.08.93; опубл. 27.09.97. 14. Інструкція щодо обслуговування та експрес-контролю побутових лічильників газу, які знаходяться в експлуатації. – Офіц. вид. – [Затв. 1996-02-28. Держ. ком. нафтової, газової та нафтопереробної промисловості]. – К., 1996. – 19 с. 15. Гончарук М.І. Раціональне використання природного газу як одна із складових збереження його ресурсів / М.І.Гончарук, С.А.Чеховський, О.Є. Середюк // Нафтова і газова промисловість. – 2005. – №2. – С.3– 10. 16. Пат. 14808 U Україна, МПК (2006) G01F3/00, F17D 1/04. Вузол обліку газу / Міцінський О.М., Косьмін О.О. – № u200600699; заявл. 26.01.06; опубл.15.05.06, Бюл. №5. 17. Експрес–контроль та технічна діагностика промислових лічильників газу в експлуатації / І.С. Петришин, Я.В. Безгачнюк, О.Є. Середюк [та ін.] // Сучасні прилади, матеріали і технології для неруйнівного контролю і технічної діагностики промислового обладнання: 3-я наук.–техн. конф. і виставка, 3–6 грудня 2002 р., Івано- Франківськ: мат. конф. – Івано–Франківськ: ІФНТУНГ, 2002. – С.94– 97. 18. Товариство з обмеженою відповідальністю НВП «Гремпіс» / Україна, м. Вінниця // www.grempis.com.ua. 19 Товариство з обмеженою відповідальністю «Слот» / Україна, м. Івано-Франківськ // www.slot.com.if.ua. 20 Совместное предприятие «Радмиртех» / Україна, м. Харків // www.niiri.com.ua.

Поступила в редакцію 27.11.2009р.

Рекомендував до друку докт. техн. наук, проф. Семенцов Г.Н.