

МЕТОДИ І ПРИЛАДИ ВИМІРЮВАННЯ ВИТРАТИ РІДКОЇ І ГАЗОПОДІБНОЇ ФАЗ

УДК 006.91:681.121

МОДЕЛЮВАННЯ ВПЛИВУ ГУСТИНИ І КОМПОНЕНТНОГО СКЛАДУ ПРИРОДНОГО ГАЗУ ПРИ ДІАГНОСТУВАННІ ЗАСОБІВ ЙОГО ОБЛІКУ

В.В. Малісевич, О.Є. Середюк

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

Проаналізовані нові вітчизняні і закордонні методологічні і технічні рішення для діагностування засобів обліку природного газу. Здійснено імітаційне моделювання кількісного впливу зміни густини і компонентного складу природного газу на похибку функціонування витратомірів і лічильників газу для умов їх діагностування.

Ключові слова: лічильник газу, технічний стан, густина, компонентний склад, природний газ, похибка діагностувального пристрою.

Проанализированы новые отечественные и зарубежные методологические и технические решения для диагностирования средств учета природного газа. Осуществлено имитационное моделирование количественного влияния изменения плотности и компонентного состава природного газа на погрешность функционирования расходомеров и счетчиков газа для условий их диагностирования.

Ключевые слова: счетчик газа, техническое состояние, плотность, компонентный состав, природный газ, погрешность диагностирующего устройства.

New domestic and foreign methodological and technical solutions for the diagnosis of the devices of natural gas calculation are analyzed. Simulation modelling of the quantify impact of changing of density and blend composition of natural gas on the flow meters and gas meters operational error for the conditions of their diagnosis is done.

Keywords: gas meter, technical condition, density, blend composition, natural gas, diagnosing device error

Останнім часом у зв'язку з підвищенням цін на природний газ до світового рівня підвищуються вимоги до точності обліку витрати газу і спожитих його об'ємів. Економічні розрахунки кількості спожитого газу ведуться по об'єму, зведеному до стандартних умов. Оскільки точність засобів вимірювання витрати і об'єму газу залежить не тільки від їх технічного стану, а й від правильності встановлення, необхідно проводити контроль метрологічних характеристик засобів вимірювальної техніки безпосередньо на місці експлуатації зразу після встановлення та впродовж міжповірного інтервалу [1]. Для цього бажано використовувати мобільний витратомір або лічильник, що забезпечить компактне розміщення застосовуваного обладнання і може використовуватися безпосередньо на місці експлуатації засобів обліку, що перевіряються, без зняття їх з газопроводу.

Одним із шляхів покращення

метрологічного забезпечення промислових засобів обліку газу є проведення їх експрес-контролю, який полягає в оперативному вимірюванні витрати або об'єму газу безпосередньо на діючому газопроводі з метою оцінки точності і достовірності функціонування вимірювального засобу і його наступного діагностування щодо можливості подальшої експлуатації.

Як відомо, експрес-контроль доцільно реалізувати з використанням методу вимірювання, який потребує мінімальної кількості використовуваного обладнання, можливості під'єднання цього обладнання без зупинки транспортування газу трубопроводом і який би характеризувався похибкою вимірювання, не більшою від похибки вузла обліку. Поряд з цим діагностувальний пристрій повинен бути простим за конструкцією та в застосуванні, мобільним і не обтяженим додатковими похибками, наприклад, від зміни тиску і температури оточуючого середовища.

Метою роботи є аналіз сучасних методологічних аспектів і технічних рішень для діагностування витратомірів і лічильників природного газу і дослідження впливу густини і компонентного складу робочого середовища на виникнення додаткової похибки при діагностуванні засобів обліку природного газу.

З аналізу літературних джерел відомо, що існують нормативні документи і засоби для перевіряння технічного стану та метрологічних характеристик промислових лічильників газу. В Україні чинна інструкція [2] з перевірки технічного стану вузлів обліку газу з використанням установки «ЕК-Б», яка встановлює процедуру перевірки технічного стану вузлів обліку природного газу, на яких використовуються лічильники газу (роторні чи турбінні) та коректори об'єму газу без демонтажу засобів вимірювальної техніки.

Перевірка технічного стану вузлів обліку природного газу виконується при вводі вузлів обліку газу в експлуатацію (під час метрологічної експертизи монтажу при атестації методики виконання вимірювань на вузлах обліку газу), а також в умовах їх експлуатації. При перевірці здійснюють порівняння результатів вимірювання об'єму газу за робочих умов, вимірювання тиску і температури та обчислення об'єму газу, зведеного до стандартних умов з використанням засобів вимірювальної техніки вузлів обліку природного газу та модуля «ЕК-Б». В склад обладнання установки "ЕК-Б" входять: лічильник еталонний роторний з набором виносних і вмонтованих перетворювачів тиску і температури, електронно-обчислювальний пристрій з функціями візуалізації процесу вимірювань і з спеціалізованим програмним забезпеченням, фільтр газу зі ступенем фільтрації не гірше 50 мкм, під'єднувальні гнучкі рукави, оснащені швидкороз'ємними з'єднаннями. При перевірці як робоче середовище використовують навколишнє повітря.

Відомий також пристрій, який розроблений НВО "Трио" [3], для проведення контролю технічного стану вузлів обліку газу в умовах експлуатації. Він дозволяє проводити контроль технічного стану вузлів обліку газу, оснащених роторними або турбінними лічильниками в комплекті з електронними коректорами об'єму газу.

Застосування пристрою контролю технічного стану вузла обліку газу дозволяє проводити періодичний контроль працездатності складових вузлів обліку газу, об'єктивно приймати рішення про їх технічний

стан і необхідність виконання яких-небудь регламентних робіт, в тому числі повірки. Результати контролю дозволяють об'єктивно коригувати терміни періодичності повірки лічильників і коректорів різних виробників.

Контроль виконується за допомогою пристрою контролю технічного стану вузла обліку газу, який під'єднується гнучкими шлангами послідовно з робочим лічильником вузла обліку газу, що знаходиться в експлуатації. Пристрій контролю містить еталонний лічильник, регулятор витрати, допоміжний двоканальний коректор газу (для збору інформації з досліджуваного і еталонного лічильника), а також ПЕОМ. Перевагою цього пристрою є можливість функціонування на природному газі.

Для проведення експрес-контролю промислових лічильників газу можна також застосовувати метод змінного перепаду тиску з використанням усереднювальних напірних трубок (УНТ) [4], який розроблений ВАТ "Івано-Франківськгаз" разом з ДП "Івано-Франківськстандартметрологія" та ІФНТУНГ. Засоби вимірювальної техніки цього типу мають ряд переваг порівняно з аналогічними за призначеннями пристроями, наприклад, турбінними лічильниками, завдяки можливості проведення незначного за тривалістю монтажу і демонтажу УНТ при виконанні лише однієї врізки на існуючому трубопроводі без зупинення процесу транспортування газу. Крім того, УНТ характеризуються малими втратами тиску і можливістю безпосереднього монтування в них первинного перетворювача температури [4]. Однак при застосуванні УНТ як діагностувального пристрою необхідною умовою є визначення експериментальним шляхом її градуювального коефіцієнта, який дає можливість за значенням перепаду тиску розраховувати об'ємну витрату природного газу. Цей коефіцієнт залежить, насамперед, від числа Рейнольдса Re , коефіцієнта гідравлічного тертя, а також від геометричних розмірів і конструкції УНТ (кількість і діаметр отворів в трубках УНТ, їх розміщення вздовж перерізу трубопроводу). Все це ускладнює можливість застосування УНТ і не сприяє досягненню належної точності при діагностуванні.

Відомі також серійні розроблені за кордоном пристрої, що дозволяють проводити перевірку технічного стану вузлів обліку природного газу. Так установка СПУ-3 [5], що використовується для повірки побутових лічильників газу будь-якого типу від G1,6 до BK-G25, являє собою мобільну валізу, що забезпечує компактне розміщення застосовуваного обладнання і може

використовуватися безпосередньо на місці установки лічильника, що повіряється, без знімання його з газопроводу. В якості еталону в ньому використовується витратомір, принцип дії якого базується на залежності частоти коливань струменю газу в чутливому елементі від швидкості потоку газу в трубопроводі установки. Чутливим елементом вимірювача є струминний автогенератор, який є сукупністю пластин і каналів, що утворюють бістабільний струминний елемент зі зворотними зв'язками, що забезпечують режим автоколивань. Конструктивною особливістю установки є широкий динамічний діапазон 1:2000, компактність і портативність переносної установки, можливість перевірки лічильників без зняття їх з газопроводу, автономність блоку живлення, наявність вмонтованого друкуючого пристрою. Однак даний пристрій за діапазоном контрольованих витрат практично не підходить для діагностування промислових лічильників газу.

Створена також універсальна широкодіапазонна компактна повірочна установка серії УПЖГ (НВЦ "Doroll") [6] на базі еталонного ролик-лопатевого витратоміра. Основною її частиною є універсальний еталонний насос-витратомір серії ОР, який працює в режимі гідронасоса-витратоміра або компресора-витратоміра. Діапазон генерованих витрат (2,4-60) м³/год.

Недоліком наведених пристроїв є те, що вони призначені тільки для діагностування вузлів обліку природного газу на базі лічильників і оперативно не враховують зміну густини і компонентного складу газу. А це, в свою чергу, впливає на виникнення додаткової похибки при функціонуванні засобів діагностування. Крім того, автори вважають за доцільне створення засобів для діагностування вузлів обліку на базі витратомірів змінного перепаду тиску, що потребує дослідження впливу зміни параметрів природного газу на функціонування цих вузлів обліку при їх діагностуванні.

Тому проаналізуємо, як впливатиме зміна густини природного газу на виміряну витрату за умови використання різних типів засобів вимірювання. Спершу скористаємося формулою, що описує алгоритм роботи витратомірів природного газу, що базується на методі змінного перепаду тиску [7]:

$$Q_C = 2,151 \cdot 10^{-4} \alpha \varepsilon d^2 \sqrt{p \Delta p / \rho_c T K}, \quad (1)$$

де Q_C – об'ємна витрата газу за стандартних умов; α – коефіцієнт витрати звужувального пристрою; ε – поправковий множник, що

враховує зменшення густини газу при проходженні його через звужувальний пристрій; d – діаметр отвору звужувального пристрою; p , T – абсолютний тиск і абсолютна температура природного газу; Δp – перепад тиску на діафрагмі; ρ_c – густина природного газу за стандартних умов; K – коефіцієнт стисливості газу.

Облік природного газу роторними та турбінними лічильниками алгоритмічно є іншим [4]:

$$V_C = V p T_C / p_C T K, \quad (2)$$

де V_C – об'єм газу за стандартних умов; V – об'єм газу, виміряний лічильником за робочих умов; T_C – температура газу за стандартних умов; p_C – абсолютний тиск газу за стандартних умов.

Обидві залежності містять коефіцієнт стисливості K , який, як відомо, опосередковано залежить від густини природного газу і концентрації в ньому вуглекислого газу і азоту. Водночас результат вимірювання за алгоритмом (1) є також прямою функціональною залежністю і від густини природного газу. Тому очевидним є те, що для різного типу використовуваних засобів для діагностування вузлів обліку вплив зміни компонентного складу буде різним. Ця обставина буде зумовлювати виникнення додаткової похибки, яка буде різною для лічильників і витратомірів.

Для реалізації моделювання впливу густини і компонентного складу природного газу на зміну коефіцієнта стисливості скористаємося методом його розрахунку, який наведено в [7] і на даний час є дозволений до використання поряд з чинними методиками нормативного документа [8]. Тут також вкажемо, що відомі дослідження стосовно коефіцієнта стисливості [9,10] стосуються різних алгоритмів його обчислення і безпосередньо визначення похибки цього коефіцієнта для різних параметрів газу. В цих роботах також не було метою досліджень визначення кількісної оцінки зміни коефіцієнта стисливості як функціональної залежності від кількісної оцінки зміни густини природного газу і вмісту в ньому вуглекислого газу і азоту.

Коефіцієнт стисливості на базі [7] визначають по таблицях для попередньо розрахованих значень псевдозведених надлишкового тиску і абсолютної температури природного газу:

$$P_{HII} = p_H \cdot K_p, \quad (3)$$

$$t_{II} = K_T \cdot (t + 273,15) - 273,15, \quad (4)$$

де P_{HII} , t_{II} – псевдозведені надлишковий тиск і температура природного газу, відповідно; p_H , t – надлишковий тиск і температура природного

газу, відповідно; K_P , K_T – комплексні коефіцієнти зведення надлишкового тиску і температури, відповідно.

Комплексні коефіцієнти зведення K_P і K_T визначаються наступним чином [7]:

$$K_P = \frac{15647}{5,993 \cdot (26831 - \rho_C) + (N_{CO_2} + 0,392 \cdot N_{N_2})}, \quad (5)$$

$$K_T = \frac{226,29}{175,91 \cdot (0,56364 + \rho_C) - (N_{CO_2} + 1,681 \cdot N_{N_2})}, \quad (6)$$

де N_{CO_2} , N_{N_2} – молярні концентрації у відсотках вуглекислого газу і азоту в природному газі, відповідно.

Для моделювання були використані такі вхідні параметри природного газу з наступними діапазонами зміни його густини та компонентного складу: густина газу за стандартних умов ($0,65 \pm 0,8$) кг/м³; молярна концентрація азоту (0 ± 10) % та диоксиду вуглецю (0 ± 10) %. При цьому також задамось умовно постійними значеннями надлишкового тиску і абсолютної температури газу 0,3 МПа і 283,15 К, відповідно.

Оскільки визначення коефіцієнта стисливості K є двохетапним (розрахунок коефіцієнтів зведення і розрахунок псевдозведених значень), то можна запропонувати такий алгоритм розрахунку похибки δ_K при визначенні коефіцієнта стисливості природного газу:

$$\delta_K = \sqrt{\left(\frac{\partial K}{\partial t_{II}} \cdot \delta t_{II}\right)^2 + \left(\frac{\partial K}{\partial P_{HII}} \cdot \delta P_{HII}\right)^2}, \quad (7)$$

де $\frac{\partial K}{\partial t_{II}}$ і $\frac{\partial K}{\partial P_{HII}}$ – вагові коефіцієнти впливу псевдозведених параметрів на визначення коефіцієнта стисливості, відповідно; δt_{II} і δP_{HII} – абсолютні похибки розрахунку псевдозведених параметрів t_{II} і P_{HII} , відповідно.

З урахуванням (3)-(4) для визначення похибок δt_{II} і δP_{HII} запишемо такі формули:

$$\delta t_{II} = \delta K_T \cdot (t + 273,15), \quad (8)$$

$$\delta P_{HII} = \delta K_P \cdot p_H, \quad (9)$$

де δK_T , δK_P – відносні похибки визначення комплексних коефіцієнтів зведення K_T і K_P , відповідно.

З урахуванням (5)-(6) визначимо похибки розрахунку комплексних коефіцієнтів зведення за такими формулами:

$$\delta K_P = \frac{1}{\tilde{K}} \sqrt{\left(\frac{\partial K_P}{\partial \rho_C} \cdot \delta \rho_C\right)^2 + \left(\frac{\partial K_P}{\partial N_{CO_2}} \cdot \delta N_{CO_2}\right)^2 + \left(\frac{\partial K_P}{\partial N_{N_2}} \cdot \delta N_{N_2}\right)^2}, \quad (10)$$

$$\delta K_T = \frac{1}{\tilde{K}} \sqrt{\left(\frac{\partial K_T}{\partial \rho_C} \cdot \delta \rho_C\right)^2 + \left(\frac{\partial K_T}{\partial N_{CO_2}} \cdot \delta N_{CO_2}\right)^2 + \left(\frac{\partial K_T}{\partial N_{N_2}} \cdot \delta N_{N_2}\right)^2}, \quad (11)$$

де $\frac{\partial K_P}{\partial \rho_C}$, $\frac{\partial K_P}{\partial N_{CO_2}}$, $\frac{\partial K_P}{\partial N_{N_2}}$, $\frac{\partial K_T}{\partial \rho_C}$, $\frac{\partial K_T}{\partial N_{CO_2}}$,

$\frac{\partial K_T}{\partial N_{N_2}}$ – вагові коефіцієнти впливу густини

газу, вмісту CO_2 і вмісту N_2 на похибки розрахунку коефіцієнтів зведення K_P і K_T , відповідно; $\delta \rho_C$, δN_{CO_2} , δN_{N_2} – похибки визначення густини природного газу, молярних концентрацій вуглекислого газу і азоту, відповідно; \tilde{K} – усереднене значення коефіцієнта стисливості, яке використовується для отримання похибок δK_T , δK_P у відносних одиницях.

Для визначення вагових коефіцієнтів в (10)-(11) проведемо їх числове моделювання, яке наведено на рис. 1 і рис. 2. З графіків видно практично лінійний вплив параметрів ρ_C , N_{CO_2} і N_{N_2} на коефіцієнти K_P і K_T , що дало можливість отримати такі значення вагових коефіцієнтів:

$$\frac{\partial K_P}{\partial \rho_C} = 0,037 \frac{м^3}{кг}, \quad \frac{\partial K_P}{\partial N_{CO_2}} = -0,0061 \frac{1}{\% CO_2},$$

$$\frac{\partial K_P}{\partial N_{N_2}} = -0,0024 \frac{1}{\% N_2}, \quad \frac{\partial K_T}{\partial \rho_C} = -0,858 \frac{м^3}{кг},$$

$$\frac{\partial K_T}{\partial N_{CO_2}} = 0,0049 \frac{1}{\% CO_2}, \quad \frac{\partial K_T}{\partial N_{N_2}} = 0,0082 \frac{1}{\% N_2}.$$

Схема отримання їх числових значень як відношення зміни приросту коефіцієнта K_P або K_T до зміни одного із відповідних параметрів ρ_C , N_{CO_2} і N_{N_2} вказана штриховими лініями на рис.1.

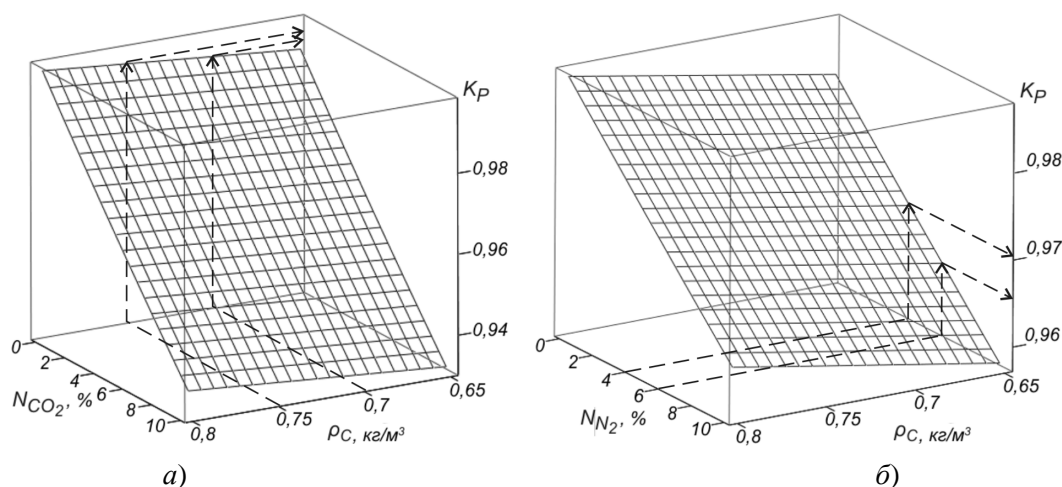


Рисунок 1 – Графічна ілюстрація зміни комплексного коефіцієнта зведення K_P від густини природного газу ρ_c і молярних концентрацій вуглекислого газу N_{CO_2} (а) і азоту N_{N_2} (б)

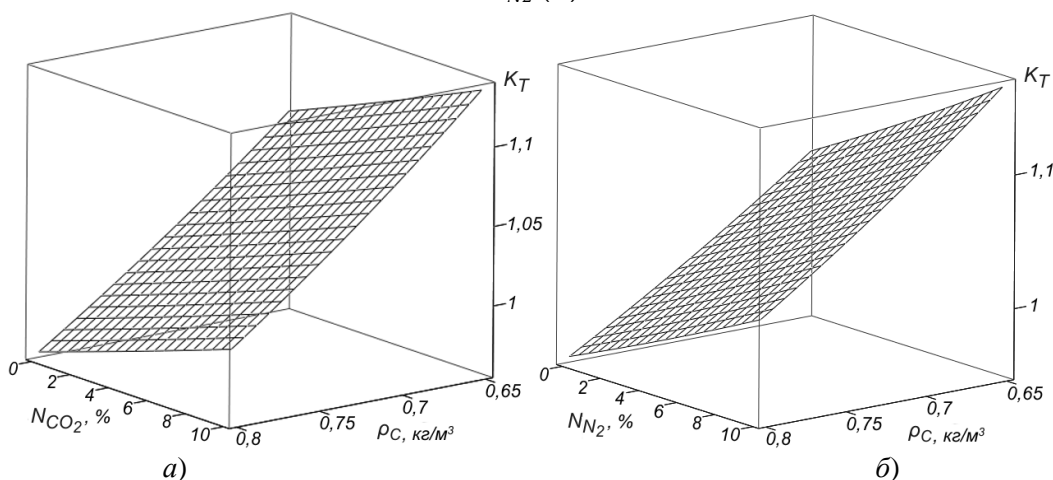


Рисунок 2 – Графічна ілюстрація зміни комплексного коефіцієнта зведення K_T від густини природного газу ρ_c і молярних концентрацій вуглекислого газу N_{CO_2} (а) і азоту N_{N_2} (б)

Визначення коефіцієнтів вагомості $\frac{\partial K}{\partial t_{\Pi}}$ і $\frac{\partial K}{\partial P_{\text{НП}}}$ для (7) здійснювали з використанням табличних даних [7] зміни коефіцієнта стисливості як функції від $P_{\text{НП}}$ і t_{Π} . Обмежуючи область досліджень в межах t_{Π} від -5 до $+15$ °С, а $P_{\text{НП}}$ – від $0,2$ до $0,6$ МПа і замінюючи похідні $\frac{\partial K}{\partial t_{\Pi}}$ і $\frac{\partial K}{\partial P_{\text{НП}}}$ на $\frac{\Delta K}{\Delta t_{\Pi}}$ і $\frac{\Delta K}{\Delta P_{\text{НП}}}$, відповідно, для найбільш несприятливого випадку отримуємо, що $\frac{\partial K}{\partial t_{\Pi}} = 0,00026 \frac{1}{K}$, а $\frac{\partial K}{\partial P_{\text{НП}}} = 0,032 \frac{1}{\text{МПа}}$.

Підставляючи числові значення розрахованих вище вагових коефіцієнтів в (7), (10), (11) і розв'язуючи разом (7) ÷ (11), отримаємо таку емпіричну залежність, яка визначає похибку визначення коефіцієнта стисливості K :

$$\delta_K = \sqrt{4,01 \cdot 10^{-3} \cdot \delta \rho_c^2 + 1,33 \cdot 10^{-7} \cdot \delta N_{CO_2}^2 + 3,64 \cdot 10^{-7} \cdot \delta N_{N_2}^2} \quad (12)$$

Оскільки згідно з метою нашої роботи необхідно визначити зміну коефіцієнта стисливості за різних умов функціонування засобів діагностування, то подамо формулу через діапазони зміни густини $\Delta \rho_c$, зміни вмісту вуглекислого газу ΔN_{CO_2} і зміни вмісту азоту ΔN_{N_2} у такому вигляді:

$$\Delta K = \sqrt{4,01 \cdot 10^{-3} \cdot \Delta \rho_C^2 + 1,33 \cdot 10^{-7} \cdot \Delta N_{CO_2}^2 + 3,64 \cdot 10^{-7} \cdot \Delta N_{N_2}^2} \cdot (13)$$

Чисельне моделювання впливу зміни параметрів ρ_C , N_{CO_2} , N_{N_2} на зміну коефіцієнта стисливості ΔK подано на рис. 3. При цьому при дослідженні зміни одного параметру, замість діапазонів двох інших параметрів приймалися їх середні значення. Як видно з рис. 3 вплив кожного з параметрів на ΔK є нелінійним, який зростає із збільшенням числового значення кожного із компонентів. При цьому зміна густини на 5 % від середнього досліджуваного значення $0,725 \text{ кг/м}^3$ (тобто на $0,035 \text{ кг/м}^3$) приводить до зміни K на $0,002$ одиниць, що у відсотках буде становити близько $0,2 \%$. Тому усереднюючи результати досліджень по рис.3 а) можна прийняти, що коефіцієнт K змінюється на $0,04 \%$ при зміні густини на 1% , який фактично виражається як чутливість засобу обліку до зміни густини газу. Аналогічно на базі аналізу рис. 3 б) і рис. 3 в) чутливість до зміни CO_2 і N_2 буде складати $0,0013 \%$ і $0,003 \%$ від зміни вмісту CO_2 і N_2 на 1% відповідно. З графіків також видно, що вплив зміни густини природного газу є на порядок більшим порівняно зі зміною вмісту в ньому CO_2 і N_2 .

З формули (1) є очевидним, що на похибку

вимірювання витрати крім зміни K буде також впливати похибка від зміни густини. Цю похибку в наближеному вигляді можна визначити обчисленням витрати Q_{Ci} за (1) при діапазоні зміни ρ_C від $0,65$ до $0,8$ і порівнюючи результати обчислень за формулою:

$$\delta_\rho = \frac{Q_{Ci} - Q_{C0}}{Q_{C0}} \cdot 100, \% \quad (14)$$

де Q_{C0} – витрата за стандартних умов, яка вибрана як базова для визначення похибки δ_ρ .

Результати досліджень показані на рис. 4, з якого видно, що зміна густини на 1% приводить до $0,5 \%$ зміни витрати. При цьому є очевидним, що зростання густини природного газу приводить до збільшення від'ємної похибки вимірювання витрати і для досліджуваного діапазону густини носить практично лінійний характер.

Сумарна похибка від зміни густини і компонентного складу природного газу для витратомірів змінного перепаду тиску буде визначатися за формулою алгебраїчного сумування похибок, оскільки між K і ρ_C є кореляційний зв'язок:

$$\delta_Q = \delta_\rho + \delta_K \cdot (15)$$

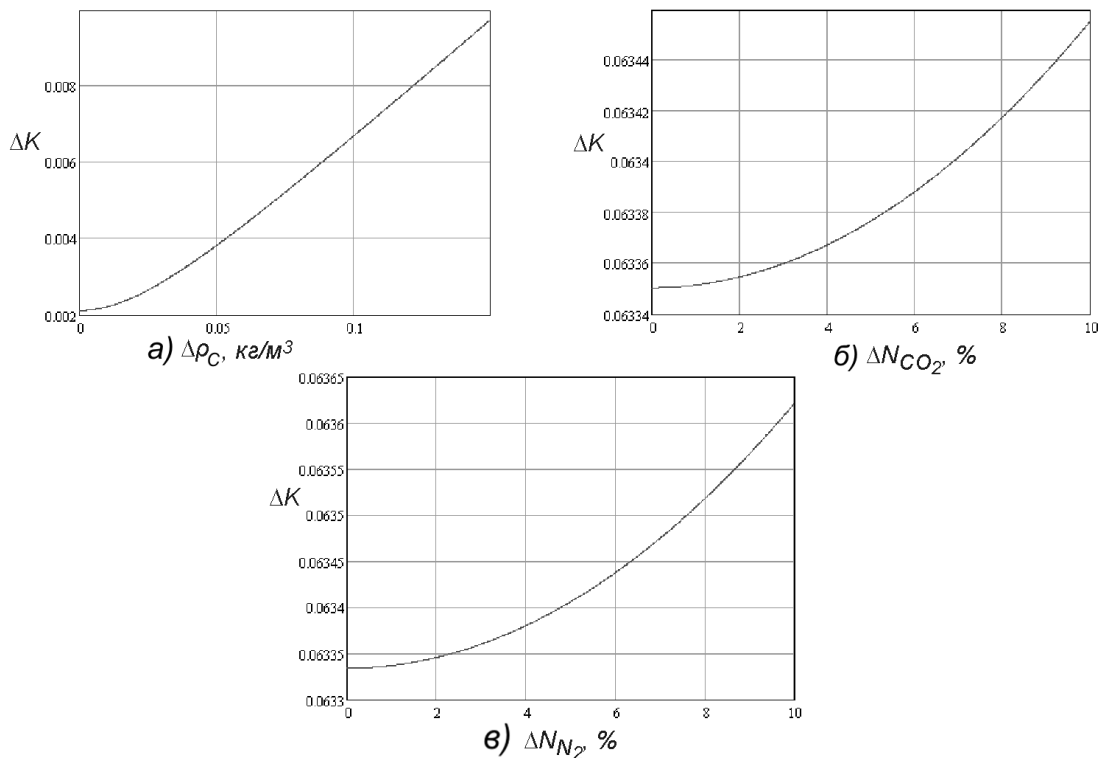


Рисунок 3 – Залежності зміни коефіцієнта стисливості від зміни густини природного газу ρ_C (а) та молярних концентрацій вуглекислого газу N_{CO_2} (б) і азоту N_{N_2} (в)

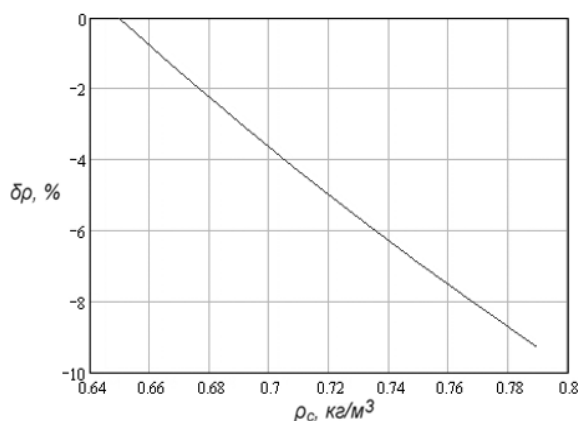


Рисунок 4 – Графічна ілюстрація похибки розрахунку витрати від зміни густини природного газу

ВИСНОВКИ

Зміна густини суттєво впливає на вимірювання витрати і об'єму природного газу, що зумовлює необхідність вимірювати густину природного газу в засобах діагностування одночасно з вимірюванням витрати. При цьому вплив зміна коефіцієнта стисливості становить близько 0,04 % при зміні густини природного газу на 1 %, а вплив вмісту вуглекислого газу і азоту є набагато менший і становить, відповідно, 0,001 % і 0,003 % при зміні їх вмісту на 1 %.

Для вузлів обліку на базі витратомірів на базі змінного перепаду тиску додатково впливає зміна густини робочого середовища, яка практично становить 0,5 % при зміні густини природного газу на 1 %.

Застосування вузлів вимірювання густини природного газу або блоків корекції результатів вимірювання на зміну густини робочого середовища у пристроях для перевірки технічного стану засобів обліку природного газу буде сприяти підвищенню достовірності їх діагностування і підвищенню точності вимірювання у відповідності до нормативного документа [11].

1. Власюк Я.М. Аналіз застосування контрольних лічильників газу для підвищення точності обліку природного газу / Я.М. Власюк, О.Є. Середюк, В.В. Малісевич // *Методи та прилади контролю якості*. – 2009. – № 23. – С.66–72. 2. Метрологія. Перевірка технічного стану вузлів обліку газу з використанням установки "ЕК-Б". Методика перевірки: МП 412/03-2010. / В.І. Карташев, М.В. Бабіченко, В.С. Бондаренко [та ін.]. – [Чинна від 01.11.2011 р.]. – К.: ДП «Укрметртестстан-

дарт», 2010. – 21 с. – (Нормативний документ Держспоживстандарту України: Інструкція). 3. Інструкція по проведенню контролю технічного состояния комплектующих узлов коммерческого учета газа, в условиях эксплуатации с применением "Устройства проверки технического состояния узла учета газа – УПТСУУГ" / Україна, м. Київ, ООО "НПО Трио" // www.trio.co.ua/downloads/instr_uptsiug.pdf. 4. Облік природного газу: довідник / [М.П. Андрійшин, О.М. Карпач, Я.С. Марчук, І.С. Петришин, О.Є. Середюк, С.А. Чеховський]; за ред. С.А. Чеховського. – Івано-Франківськ: ПП «Сімик», 2008. – 180 с. 5. «Турбулентность ДОН» / Росія, м. Ростов-на-Дону // http://turbo-don.ru/index.php?option=com_content&task=view&id=130&Itemid=107. 6. НТЦ «DOROLL» / Росія, м. Хімкі // http://doroll.ru/products/calibration_rigs.html. 7. РД 50-213-80. Правила измерения расхода газов и жидкостей стандартными сужающими устройствами. – М.: Издательство стандартов, 1982. – 319 с. 8. Газ природный. Методы расчета физических свойств. Определение коэффициента сжимаемости: ГОСТ 30319.2-96. – [Введен с 1997-07-01]. – М.: Изд-во стандартов, 1997. – 54 с. – (Межгосударственный стандарт). 9. Пістун Є.П. Порівняльний аналіз методів розрахунку коефіцієнта стискуваності природного газу / Є.П. Пістун, Ф.Д. Матіко, Л.В. Лесовий // *Методи та прилади контролю якості*. – 2000. – № 5. – С. 46-50. 10. Пістун Є.П. Методика розрахунку коефіцієнта стискуваності природного газу з метою його обліку / Є.П. Пістун, Ф.Д. Матіко // *Нафтова і газова промисловість*. – 2001. – №1. – С. 53-54. 11. 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).

Поступила в редакцію 15.12.2011 р.

Рекомендовано до друку Оргкомітетом 6-ої Мн/т конференції «Сучасні прилади, матеріали і технології для неруйнівного контролю і технічної діагностики машинобудівного і нафтогазопромислового обладнання».