

УДК 681.121:662.76.001.4

МЕТОДИКА ВИЗНАЧЕННЯ ПОКАЗНИКА АДІАБАТИ ПРИРОДНОГО ГАЗУ ДЛЯ СИСТЕМ ВИМІРЮВАННЯ ЙОГО ВИТРАТИ ТА КІЛЬКОСТІ

Матіко Ф. Д.

Національний університет «Львівська політехніка», м. Львів, Україна

В статті представлено результати дослідження методів визначення властивостей природного газу, необхідних для побудови систем вимірювання його витрати та кількості. Визначено необхідність розробки методики розрахунку показника адіабаты природного газу для тиску газу до 25 МПа на основі спрощеного набору параметрів складу газу. Представлено нову методику визначення показника адіабаты, розроблену авторами на основі отриманих аналітичних залежностей для розрахунку псевдокритичної густини природного газу та регресійного рівняння показника адіабаты.

Виконано перевірку адекватності методики відносно масивів розрахункових значень показника адіабаты, отриманих на основі високоточних рівнянь стану газу, а також відносно експериментальних даних швидкості звуку у природному газу. За результатами перевірки встановлено, що методика може бути застосована у мікропроцесорних обчислювачах витрати та кількості природного газу систем обліку.

***Ключові слова:** вимірювання витрати, властивості газу, показник адіабаты, методика розрахунку, похибка.*

Вступ. Постановка задачі

Вимірювання витрати та кількості природного газу виконують за допомогою систем обліку, побудованих на основі мікропроцесорних обчислювачів. Це дає можливість реалізувати в реальному часі обчислення витрати і кількості газу із врахуванням параметрів його фізичних властивостей.

В найбільш поширених конфігураціях систем обліку параметри фізичних властивостей природного газу обчислюються в реальному часі на основі вимірюваних значень тиску і температури газу та на основі визначених попередньо та введених в обчислювач значень параметрів складу. Відповідно розрахунок витрати і кількості виконується на основі обчислених значень фізичних властивостей та вимірюваних значень параметрів потоку. За умови застосування такого способу побудови систем обліку, необхідно застосувати у алгоритмах обчислювачів витрати точні методики розрахунку фізичних властивостей, зокрема, коефіцієнта стисливості (густина в робочих умовах), показника адіабаты, в'язкості природного газу [1].

Метою цієї статті є розроблення методики обчислення показника адіабаты природного газу, для розрахунку цього параметру на основі спрощених даних про склад газу у широкому діапазоні значень тиску та температури газу.

Аналіз останніх досліджень

Для розрахунку фізичних властивостей вуглеводневих сумішей, зокрема, і природного газу запропоновано велику кількість методів, які побудовані на основі принципу відповідних станів, на основі віріального рівняння стану, спеціальних багатоконстантних рівнянь стану. На основі методів відомих світових

центрів із дослідження фізичних властивостей побудовані стандарти ГОСТ 30319.1-3:96 [2-4], ДСТУ ISO 12213-2,3:2009 [5, 6], ISO 20765-1:2005 [7].

Базою для розрахунку показника адіабати є рівняння стану, які виражають залежність коефіцієнта чи фактора стисливості від параметрів стану газу. Слід підкреслити, що в стандартах [5, 6, 7] викладено методи розрахунку фактора стисливості і не розглядається розрахунок коефіцієнта стисливості, хоча саме коефіцієнт стисливості застосовується в розрахункових рівняннях, реалізованих в системах обліку. У методах розрахунку стандартів [5] і [6] застосовано складний ітераційний алгоритм розрахунку, а набір вхідних даних для методу SGERG-88, застосованого у [6], суттєво відрізняється від набору даних для методів, які застосовані у всіх інших нормативних документах, що діють зараз в Україні. Для підготовки вказаного набору даних необхідно визначити, зокрема, і теплоту згорання природного газу.

Щодо можливості розрахунку коефіцієнта стисливості природного газу на основі спрощених даних про склад газу (а саме на такий набір даних орієнтоване програмне забезпечення більшості обчислювачів та коректорів), то таку вимогу забезпечують тільки методи NX19 мод. та GERG-91 мод. стандарту [3]. Однак ці методи не можуть бути застосовані для значень тиску більше 12 МПа, що не дозволяє застосувати їх у ряді задач обліку природного газу, зокрема, на автомобільних газонаповнювальних станціях, для обліку газу під час його переробки при високому тиску.

Авторами розроблено спрощену методику розрахунку коефіцієнта стисливості, в діапазоні зміни тиску до 25 МПа, що покладено в основу документу ДССДД 4-2002 [8]. Ця методика дозволяє обчислити значення коефіцієнта стисливості на основі спрощеного набору даних про склад газу (густини за стандартних умов, вмісту азоту та вуглекислого газу). Однак для нормативного забезпечення систем обліку побудованих за методом змінного перепаду тиску необхідна розробка методики розрахунку показника адіабати природного газу, яка б могла бути застосована для такого широкого діапазону зміни тиску на основі вказаного спрощеного набору даних про склад газу.

Розробка методики визначення показника адіабати природного газу

Показник адіабати є одним із параметрів, який необхідно обчислювати при розрахунку витрати природного газу за методом змінного перепаду тиску. За значенням показника адіабати κ виконують розрахунок коефіцієнта розширення газового потоку ε у рівнянні витрати за цим методом.

Методика розрахунку показника адіабати розроблена на основі принципу відповідних станів. Базове рівняння методики, яке описує залежність показника адіабати природного газу від його приведених температури та густини, є регресійним рівнянням отриманим на основі масивів значень показника адіабати метану із [9] та значень показника адіабати природних газів, обчислених на основі методу AGA8-92DC [3] для діапазону тиску від 0,1 МПа до 25,0 МПа та температури від 250 К до 320 К.

Базове рівняння для обчислення показника адиабати природного газу κ має вигляд

$$\kappa = a_1 \rho_{II}^{a_2} + a_3, \quad (1)$$

де ρ_{II} – псевдозведена густина;

a_1, a_2, a_3 – коефіцієнти рівняння, які є функціями псевдозведеної температури T_{II} і значення яких пропонується обчислювати за формулами:

$$a_1 = -3,3361T_{II}^3 + 15,5399T_{II}^2 - 24,6392T_{II} + 14,2369; \quad (2)$$

$$a_2 = -0,7697T_{II}^2 + 1,1503T_{II} + 2,3493; \quad (3)$$

$$a_3 = 0,6401T_{II}^3 - 3,0926T_{II}^2 + 4,8832T_{II} - 1,2035. \quad (4)$$

Псевдозведені густина ρ_{II} та температуру T_{II} слід визначати за відомими формулами

$$\rho_{II} = \rho / \rho_{ПК}, \quad T_{II} = T / T_{ПК}, \quad (5)$$

де ρ – густина газу за робочих умов, кг/м^3 ; T – абсолютна температура газу, К; $\rho_{ПК}$ – псевдокритична густина, кг/м^3 ; $T_{ПК}$ – псевдокритична температура, К.

Псевдокритична температура газу може бути обчислена за формулою ГОСТ 30319.1 [2]

$$T_{ПК} = 88,25(0,9915 + 1,759\rho_{СТ} - x_y - 1,681x_a), \quad (6)$$

а псевдокритичну густина слід обчислювати за формулою, побудованою авторами для трикомпонентної суміші „метан – азот – діоксид вуглецю” та скоректованої за високоточними розрахунковими даними про показник адиабати природних газів різного складу

$$\rho_{ПК} = 163,5 \cdot (\rho_{СТ} / 0,6682)^{0,6} + 62,62x_a + 163,359x_y. \quad (7)$$

У формулах (6), (7) $\rho_{СТ}$ – густина природного газу за стандартних умов, кг/м^3 ; x_a – молярна частка азоту; x_y – молярна частка вуглекислого газу.

Густину природного газу в робочих умовах доцільно обчислювати за відомою залежністю

$$\rho = \frac{p \cdot T_{СТ}}{P_{СТ} \cdot T \cdot K} \rho_{СТ}, \quad (8)$$

де p – абсолютний тиск природного газу, МПа; $P_{СТ}, T_{СТ}$ – тиск та температура стандартних умов ($P_{СТ} = 0,101325$ МПа, $T_{СТ} = 293,15$ К); K – коефіцієнт стисливості, який може бути обчислений у діапазонах зміни температури, тиску та складу газу цієї методики за спрощеними даними про склад газу ($\rho_{СТ}, x_a, x_y$) за методикою [8].

Розроблена авторами методика [8] дозволяє обчислити коефіцієнт стисливості природного газу для значень абсолютного тиску газу від 0,1 до 25,0 МПа та температури від 250 К до 320 К. Вона є простою для програмної реалізації та забезпечує розрахунок коефіцієнта стисливості із методичною похибкою

$\delta_m \leq 0.13\%$ у вказаному діапазоні зміни параметрів, для природних газів, які мають густину за стандартних умов $\rho_c = 0.6673 \div 0.72$ кг/м³.

В основу методики [8] покладене рівняння

$$K = \sum_{i=0}^3 \sum_{j=0}^9 a_{ij} P_{\text{пз}}^j \cdot T_{\text{пз}}^i, \quad (9)$$

де $P_{\text{пз}}$ – псевдозведений тиск, МПа; $T_{\text{пз}}$ – псевдозведена температура, К; a_{ij} – коефіцієнти рівняння.

Значення коефіцієнтів a_{ij} та залежності для розрахунку псевдозведених тиску та температури наведені у [8].

Для визначення границь відносної похибки методики виконане порівняння значень показника адіабати, отриманих за методикою, із розрахунковими значеннями показника адіабати, отриманими на основі високоточних рівнянь стану [3, 4, 7, 10]. Виконане також порівняння значень швидкості звуку в природному газі, обчислених за формулою (31) ГОСТ 30319.1-96 [2] на основі значень показника адіабати за розробленою методикою, із експериментальними значеннями швидкості звуку в природному газі [11] та розрахунковими значеннями швидкості звуку в метані [12].

Розрахункові значення показника адіабати природних газів для розробки та перевірки методики у діапазоні тиску до 25 МПа отримані за відомими термодинамічними залежностями, модифікованими нами для розрахунку показника адіабати на основі рівняння стану виду $Z = f(\rho, T)$:

$$\kappa = Z \frac{C_p}{C_v} \left/ \left[Z - P \left(\frac{\partial Z}{\partial P} \right)_T \right] \right., \quad (10)$$

$$C_p = C_{p_0} - RT \int_{p_0}^p \left[\left(\frac{\partial^2 Z}{\partial T^2} \right)_P T + 2 \left(\frac{\partial Z}{\partial T} \right)_P \right] \frac{dP}{P}, \quad (11)$$

$$C_v = C_p - R \cdot \frac{\left[Z + T \left(\frac{\partial Z}{\partial T} \right)_P \right]^2}{\left[Z - P \left(\frac{\partial Z}{\partial P} \right)_T \right]}. \quad (12)$$

де C_p , C_v – питомі теплоємності природного газу відповідно при сталому тиску та сталому об'ємі, R – універсальна газова стала; Z – фактор стисливості газу; P , T – абсолютний тиск та температура газу.

Тобто, розрахунок показника адіабати виконаний за залежностями (10)-(12), для яких значення фактора стисливості обчислено за рівнянням стану AGA8-92DC [3], а значення часткових похідних від фактора стисливості – числовим диференціюванням рівняння AGA8-92DC. Такий підхід застосований і в [10] для обчислення значень показника адіабати на основі рівняння стану БВР-44.

У стандартах [4, 7] представлено аналітичні залежності для визначення показника адіабати на основі застосованих у цих документах рівнянь стану, тому

розрахунок значень показника адіабати за цими стандартами виконаний без застосування залежностей (10)-(12).

Отже, перевірку розробленої методики проведено відносно:

- значень показника адіабати природних газів різного складу обчислених за залежностями (10) - (12) та рівнянням стану AGA8-92DC [3] у діапазоні тиску від 0,1 до 25 МПа;
- значень показника адіабати природних газів різного складу обчислених за ISO 20765-1:2005 [7] у діапазоні тиску від 0,1 до 25 МПа;
- методу розрахунку показника адіабати ВНИЦ СМВ [4] в діапазоні тиску від 0,1 до 12,0 МПа;
- значень показника адіабати природного газу обчислених за рівнянням БВР-44 в діапазоні тиску від 0,1 до 8,0 МПа [10];
- порівнянням значень швидкості звуку у природному газі, обчислених за формулою (31) ГОСТ 30319.1-96 [2] на основі значень показника адіабати за розробленою методикою, із експериментальними значеннями швидкості звуку в природному газі із [11] та розрахунковими значеннями швидкості звуку в метані [12].

Відносне відхилення значення методики від точного значення показника адіабати у кожній розрахунковій точці обчислене за формулою

$$\delta = (\kappa_m - \kappa) / \kappa \cdot 100\% , \quad (13)$$

де κ_m – значення показника адіабати, отримане за методикою;

κ – точне значення показника адіабати.

Результати перевірки представлені у вигляді графіків залежностей відносного відхилення δ значень методики від температури для фіксованих значень тиску (див. рис. 1) та відносного відхилення δ від тиску для фіксованих значень температури (див. рис. 2 – 4) та. Криві залежностей δ для кожної окремої температури на рис. 2 – 4 позначені такими символами:

o - 250 К, Δ - 260 К, × - 270 К, + - 280 К,
◁ - 290 К, * - 300 К, □ - 310 К, ▷ - 320 К.

Визначальними для встановлення похибки методики є результати порівняння із значеннями показника адіабати природних газів, які транспортуються газотранспортними та газорозподільними мережами в Україні. На наступних рисунках наведено результати порівняння саме таких порівнянь. Зокрема, на рис. 2 представлені результати перевірки методики відносно методу AGA8-92DC для природних газів, склад яких відповідає сертифікатам якості природного газу, наданим акредитованими лабораторіями компанії „Укртрансгаз”.

На рис. 3 представлено результати перевірки відносно методу ВНИЦ СМВ [4] в діапазоні тиску від 0,1 до 12,0 МПа. Перевірку проведено для природних газів, склад яких відповідає сертифікатам якості природного газу компанії „Укртрансгаз”.

Із рис. 4. видно, що відхилення значень швидкості звуку, обчислених за фор-

мулою (31) [2] на основі значень показника адиабати за розробленою методикою, від значень швидкості звуку джерел [11], [12] не перевищують $\pm 1.5\%$.

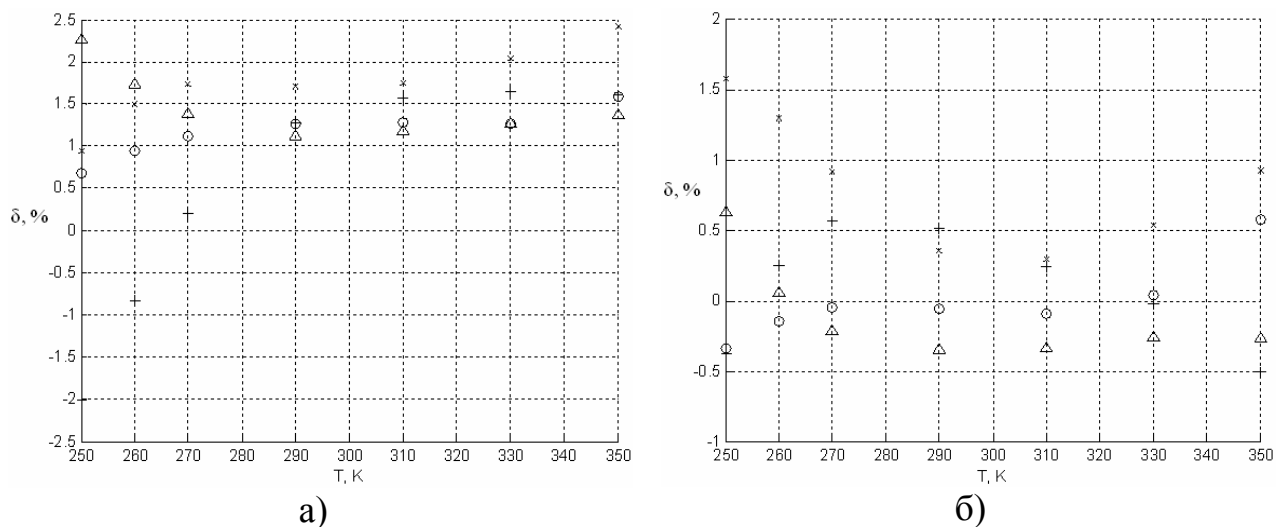


Рис. 1. Відхилення значень методики від значень ISO 20765-1:2005 [7]: а) таблиця G.3, газ 2 - $\rho_{СТ} = 0.7320 \text{ кг/м}^3$, $x_a=3.1\%$, $x_y=0.5\%$; б) таблиця G.7, газ 6 - $\rho_{СТ} = 0.7758 \text{ кг/м}^3$, $x_a=11.7266\%$, $x_y=1.1093\%$; о - 5 МПа, Δ - 10 МПа, \times - 15 МПа, + - 20 МПа.

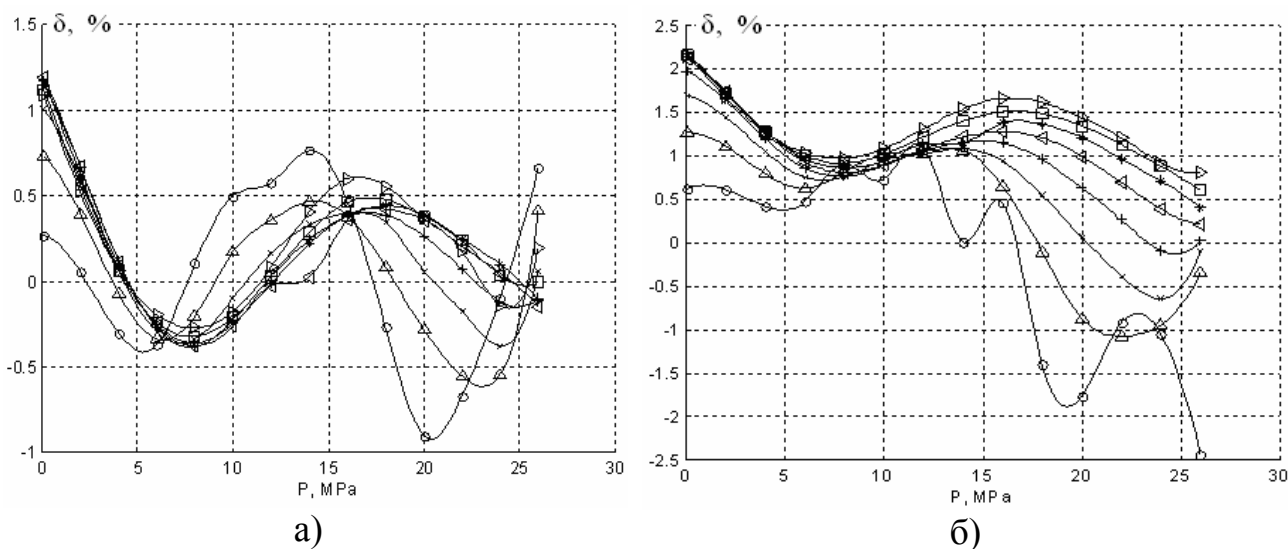


Рис. 2. Ізотерми відхилення значень методики від значень методу AGA8-92DC для складу природного газу за сертифікатами якості: а) ГВС "Суджа": $\rho_{СТ} = 0.6807 \text{ кг/м}^3$, $x_a=0.8\%$, $x_y=0.04\%$; б) Красилівського ЛВУМГ: $\rho_{СТ}=0.7195 \text{ кг/м}^3$, $x_a=0.92\%$, $x_y=0.93\%$;

Виняток становить одна точка на рис. 4, б для $T=350 \text{ K}$, що є поза визначеним для методики діапазоном $250\div 340 \text{ K}$. Отримані значення відхилення не переви-

шують похибки методики визначення швидкості звуку за [2], що підтверджує адекватність розробленої методики розрахунку показника адіабати.

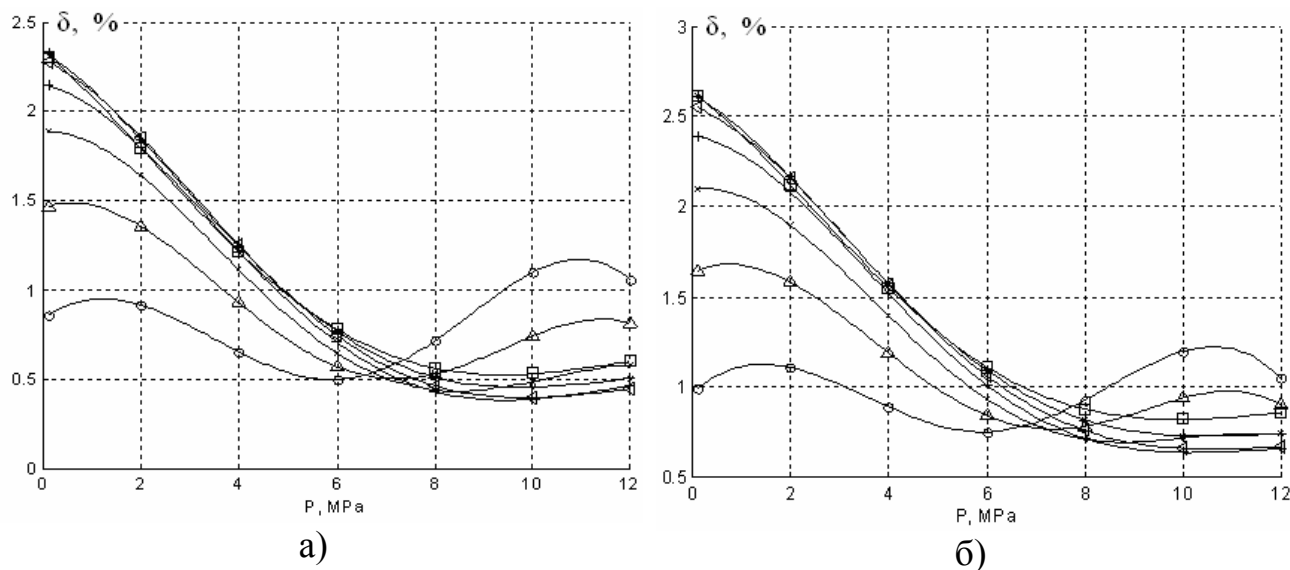


Рис. 3. Ізотерми відхилення значень методики від значень методу ВНИЦ СМВ для природного газу за сертифікатами якості а) по ГВС Красилівського ЛВУ: $\rho_{CT}=0.7195$ кг/м³, $x_a=0.92\%$, $x_y=0.93\%$; б) для природного газу: $\rho_{CT}=0.7325$ кг/м³, $x_a=1.459\%$, $x_y=1.0\%$.

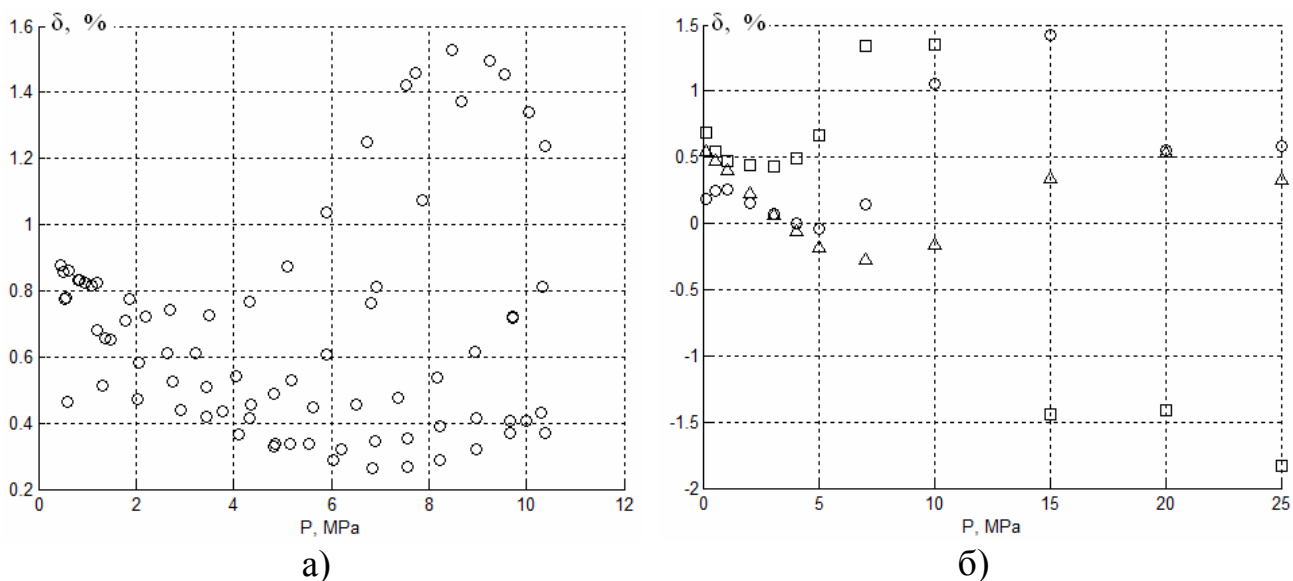


Рис. 4. Відхилення значень швидкості звуку, обчислених на основі значень показника адіабати методики, від значень швидкості звуку: а) метану [12] (о – 250 К, Δ - 300 К, \square - 350 К); б) природного газу GulfCoast ($\rho_{CT}=0.69926$ кг/м³, $T=250\div 350$ К) [11]

Висновки

Враховуючи представлені результати тестування та результати тестування відносно інших комбінацій складу вуглеводневих сумішей, встановлено, що

відхилення розрахункових значень методики від значень показника адіабати, отриманих на основі рівнянь стану AGA8-92DC [3], ВНИЦ СМВ [4], ISO 20765-1:2005 [7], БВР-44 [10] для природних газів із густиною за стандартних умов $0.6682 - 0.725 \text{ кг/м}^3$ в діапазоні зміни тиску від 0.1 до 25.0 МПа та температури від 250 до 320 К не перевищують $\pm 3,0 \%$. Для природних газів із густиною за стандартних умов $0.6682 - 0.7 \text{ кг/м}^3$ у вказаних діапазонах зміни тиску та температури газу відхилення значень методики не перевищують $\pm 2 \%$.

Розроблена методика може бути застосована у обчислювачах витрати природного газу. При цьому складова невизначеності, яка відповідає похибці розрахунку показника адіабати та вноситься у загальну невизначеність вимірюваного значення витрати, не перевищує складових, що вносяться похибками вимірювальних перетворювачів параметрів потоку.

Література

1. Матіко Ф. Д. Вплив невизначеностей фізичних властивостей газоподібних енергоносіїв на точність їх обліку // Вимірювальна техніка та метрологія. – 2009. – № 70. – С. 76 – 81.
2. Газ природный. Методы расчета физических свойств. Определение физических свойств природного газа, его компонентов и продуктов его переработки: ГОСТ 30319.1-96. - М.: Изд-во стандартов, 1997. – 15 с.
3. Газ природный. Методы расчета физических свойств. Определение коэффициента сжимаемости : ГОСТ 30319.2-96. - М.: Изд-во стандартов, 1997. – 53 с.
4. Газ природный. Методы расчета физических свойств. Определение физических свойств по уравнению состояния: ГОСТ 30319.3-96 - М.: Изд-во стандартов, 1996. – 27 с.
5. Природный газ. Обчислення фактора стисливості. Частина 2. Обчислення на основі молярного складу. ДСТУ ISO 12213-2:2009.– К.: Держспоживстандарт України, 2009. – 32 с.
6. Природный газ. Обчислення фактора стисливості. Частина 3. Обчислення на основі фізичних властивостей. ДСТУ ISO 12213-3:2009. К.: Держспоживстандарт України, 2009.–38с.
7. Natural gas – Calculation of thermodynamic properties. Part 1: Gas phase properties for transmission and distribution applications. ISO 20765-1:2005.
8. Газ природный. Методика розрахунку коефіцієнта стисливості у діапазоні тиску 12 ... 25 МПа: ДССДД 4-2002. – [Введ. 01.07.2002]. – К.: Держстандарт України, 2002. – 5 с.
9. Термодинамические свойства метана / В. В. Сычев, А. А. Вассерман, А. Д. Козлов и др. – М.: Изд-во стандартов, 1979.
10. З. Кабза, Б. Добровольски. Анализ точности определения показателя адиабаты природных газов на погрешность расчета расхода // Теплофизические свойства веществ и материалов: выпуск 24. Ред. Сычев В.В. - М.: Изд-во стандартов, 1988. - С. 141-146.
11. Younglove B. A., Frederick N. V., and McCarty R. D. Speed of Sound Data and Related Models for Mixtures of Natural Gas Constituents: NIST Monograph 178. – Chicago: United States Department of Commerce, 1993. – 90 p.
12. Метан жидкий и газообразный, термодинамические свойства, коэффициенты динамической вязкости и теплопроводности при температурах 91 – 700 К и давлениях 0.1...100 МПа. ГСССД – 195-01 / А. Д. Козлов, Ю. В. Мамонов и др. – М., 2001. – 43 с.

*Надійшла до редакції
23 жовтня 2013 року*

© Матіко Ф. Д., 2013