

## ВИМІРЮВАННЯ ФІЗИКО-МЕХАНІЧНИХ ПАРАМЕТРІВ РЕЧОВИНИ

УДК 681.121:006.91

DOI: 10.31471/1993-9981-2023-2(51)-29-38

### МОДЕЛЮВАННЯ ВПЛИВУ ВОДНЮ НА КОЕФІЦІЄНТ СТИСЛИВОСТІ ГАЗОВОДНЕВИХ СУМІШЕЙ

*О. Є. Середюк<sup>1)</sup>, В. В. Малісевич<sup>2)</sup>, Д. О. Середюк<sup>2)</sup>, В. Б. Шевчук<sup>1)</sup>, Р. Т. Мануляк<sup>1)</sup>*

*<sup>1)</sup> Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу;  
вул. Карпатська, 15, м. Івано-Франківськ, 76019, e-mail: [mivt@nung.edu.ua](mailto:mivt@nung.edu.ua)*

*<sup>2)</sup> Державне підприємство «Івано-Франківський науково-виробничий центр  
стандартизації, метрології та сертифікації»;  
вул. Вовчинецька, 127, м. Івано-Франківськ, 76006,  
e-mail: [vitaliy\\_malisevych@ukr.net](mailto:vitaliy_malisevych@ukr.net)*

Розглянуто актуальність визначення коефіцієнта стисливості газоводневих сумішей. Обґрунтовано доцільність розроблення практичного алгоритму розрахунку коефіцієнта стисливості природного газу з різним вмістом водню. Описано суть розроблених трьох методів визначення коефіцієнта стисливості газоводневих сумішей при конкретизації об'ємного вмісту водню і компонентного складу природного газу з вмістом вуглекислого газу і азоту. Перший метод базується на використанні методу композиції компонентів газоводневої суміші з використанням базового методу розрахунку коефіцієнта стисливості NX-19 мод. Другий метод передбачає використання методології на базі використання комплексних коефіцієнтів приведення параметрів робочого середовища, які застосовуються при проектуванні витратомірів змінного перепаду тиску. Третій метод передбачає використання концепції компонентного оцінювання складу газу. Кожен із методів передбачає враховування об'ємного вмісту водню як компонента газоводневої суміші. Наведені алгоритми розроблених трьох методів визначення коефіцієнта стисливості газоводневих сумішей і здійснене чисельне моделювання зміни коефіцієнта стисливості газоводневих сумішей з вмістом водню до 30 % при абсолютному тиску газу 0,3 МПа і температурі 15 °С. Здійснено порівняльний аналіз трьох алгоритмів розрахунку. Встановлено закономірності зміни коефіцієнта стисливості газоводневих сумішей, які стосуються зростання цього коефіцієнта близько 0,4- 0,5 % при зростанні вмісту водню до 30 % від його значення у безводневому природному газі. Показано, що розходження трьох запропонованих методів розрахунку коефіцієнта стисливості не перевищує 0,2 %, що можна вважати кожен із цих методів придатним для практичного застосування.

**Ключові слова:** природний газ, компонентний склад, водень, газоводнева суміш, абсолютний тиск, температура, псевдокритична температура, псевдокритичний тиск, коефіцієнт стисливості, комп'ютерне моделювання, декарбонізація енергетичних ресурсів, об'єм газоводневої суміші.

The relevance of determining the compressibility coefficient of gas-hydrogen mixtures is considered. The expediency of developing a practical algorithm for calculating the compressibility coefficient of natural gas with different hydrogen content is substantiated. The essence of the developed three methods for determining the compressibility coefficient of gas-hydrogen mixtures when specifying the volume content of hydrogen and the component composition of natural gas with the content of carbon dioxide and nitrogen is described. The first method is based on the use of the method of composition of the components of the gas-hydrogen mixture using the basic method of calculating the compressibility coefficient NX-19 mod. The second method involves the use of a methodology based on the use of complex coefficients for reducing parameters of the working environment, which are used in the design of variable pressure drop flowmeters. The third method involves the use of the concept of component evaluation of gas composition. Each of the methods involves taking into account the volume content of hydrogen as a component of the gas-hydrogen mixture. Algorithms of the developed three methods for determining

the compressibility coefficient of gas-hydrogen mixtures and numerical simulation of the change in the compressibility coefficient of gas-hydrogen mixtures with a hydrogen content of up to 30% at an absolute gas pressure of 0.3 MPa and a temperature of 15 °C are presented. A comparative analysis of three calculation algorithms was carried out. The regularities of changes in the compressibility coefficient of gas-hydrogen mixtures have been established, which relate to the growth of this coefficient by about 0.4-0.5% when the hydrogen content increases to 30% of its value in anhydrous natural gas. It is shown that the difference between the three proposed methods of calculating the compressibility coefficient does not exceed 0.2%, which means that each of these methods can be considered suitable for practical use.

**Keywords:** natural gas, component composition, hydrogen, gas-hydrogen mixture, absolute pressure, temperature, pseudocritical temperature, pseudocritical pressure, compressibility factor, computer modeling, decarbonization of energy resources, volume of gas-hydrogen mixture.

**Вступ.** На даний час значної актуальності набуло завдання розроблення методів декарбонізації енергетичної галузі України, яка зводиться насамперед до зменшення викидів вуглекислого газу у навколишнє середовище при спалюванні природного газу як енергоносія. У світлі такого підходу Міністерством енергетики та захисту довкілля України розроблено проєкт Концепції "Ukrainian Green Deal" для реалізації "зеленого" енергетичного переходу України, яка ставить основною метою зменшення обсягу викидів парникових газів при забезпеченні переходу до кліматично нейтральної економіки України до 2070 року [1]. Одним із важливих напрямків цієї Концепції є поступова декарбонізація енергетики шляхом зменшення об'єму використовуваного природного газу за рахунок використання енергії відновлюваних джерел, у тому числі водню. Практичним напрямком використання такого підходу є застосування технологій із додаванням водню як компоненту до природного газу при його транспортуванні газовими мережами і постачанні до споживачів.

За цих умов необхідним є вирішення питань обліку газоводневих сумішей за умов використання різних засобів обліку, які реалізують вимірювання об'єму і витрати газу у сфері промисловості, а також в комунально-побутових споживачах. Це вимагає проведення досліджень щодо впливу компоненту водню в газоводневих

сумішах на їх фізичні властивості, наприклад, густину, коефіцієнт стисливості, показник адіабати, швидкість поширення ультразвуку, тощо, які використовуються при застосуванні алгоритмів опосередкованого вимірювання об'єму та об'ємної витрати газу. Ці параметри безпосередньо визначають метрологічні аспекти реалізації методу змінного перепаду тиску, критичних, термоанемометричних, ультразвукових витратомірів, а також турбінних та роторних лічильників газу у складі вузлів обліку газу [2].

Для засобів, які використовуються у комунально-побутовій сфері, актуальним є дослідження впливу водню у складі природного газу на герметичність і еластичність рухомих полімерних матеріалів (мембран) у побутових лічильниках газу мембранного типу. Також практично для всіх механічних перетворювачів витрати газу у лічильниках газу, наприклад, турбінних, роторних, мембранних, необхідно провести експерименти щодо перевірки герметичності корпусу та ущільнюючих вузлів при їх функціонуванні на газоводневих сумішах, оскільки це безпосереднім чином також впливає на метрологічні характеристики лічильників газу.

**Метою роботи** є математичне моделювання впливу водню на зміну коефіцієнта стисливості газоводневих сумішей.

**Аналіз останніх досліджень і публікацій.** Аналіз відомих методик по визначенню коефіцієнта стисливості газів згідно чинних нормативних документів, вказаних у одному з розділів довідника [2], показав, що вони не можуть бути застосовуваними, оскільки стосуються природного газу, який не містить у своєму складі водню.

Відомим також є національний стандарт України ДСТУ ISO 12213, який регламентує методику обчислення фактора стисливості природного газу, який складається із трьох частин. Для визначення фактора стисливості на основі фізичних властивостей природного газу розроблена третя частина цього стандарту [3], який в принципі передбачає присутність водню і відомим його кількісним вмістом як складової частини для газів із синтетичними домішками. Однак викладена методологія розробленого програмного забезпечення, яка реалізує методи визначення фактора стисливості цього стандарту, є складною для практичного застосування, оскільки передбачає використання комп'ютерної програми, власником якої є технічний комітет ISO/TC 193/SC 1. Також вказаний стандарт рекомендує можливим отримання інформації щодо наявності такого програмного забезпечення в місцевій організації ISO, що також ускладнює практичне використання цього алгоритму. Крім того очевидно є потреба значних коштів для використання програмного забезпечення і можливо, навіть, ліцензійний дозвіл на його практичне застосування.

Поряд з цим вивчення викладення у стандарті [3] методу SGERG-88, у якому наведені рівняння та числові значення коефіцієнтів, які використовуються для обчислення фактору стисливості сумішей, які містять водень, показало, що є технічні неточності в пункті В.2.2 обов'язкового додатку В при реалізації ітерації для визначення другого віріального коефіцієнта. Ця обставина не дозволяє авторам

використати цей стандарт для розрахунку достовірних значень фактора стисливості згідно наведеного в стандарті алгоритму розрахунку. Крім того, цей стандарт передбачає розрахунок фактора стисливості для газоводневих сумішей з молярною часткою водню до 10 %, а відомі експериментальні дослідження показують про можливість застосування газоводневих сумішей з молярною часткою водню до 20 % і більше [1], що вимагає дослідження коефіцієнта стисливості в ширших межах порівняно із наведеними даними у стандарті.

Відомими є дослідження впливу сумішей водню та природного газу на транспортування їх газорозподільними мережами, де були використані суміші до 50 % водню [4, 5]. Однак в них не розглядалося питання дослідження фізичних властивостей газоводневих сумішей.

В публікації [1] розглянуті результати визначення впливу водню та газоводневих сумішей на метрологічні характеристики побутових лічильників газу тільки з врахуванням вмісту водню у газоводневих сумішах (10 і 20 %) і без оцінювання фізичних властивостей, зокрема, коефіцієнту стисливості.

При експериментальному дослідженні герметичності газорозподільних мереж в роботі [6] за низьких і високих робочих тисків встановлено практично несуттєву негерметичність при низьких тисках і суттєво більшу негерметичність для мереж високого тиску тільки з врахуванням тиску і температури газоводневих сумішей без врахування розраховуваних значень фізичних властивостей сумішей.

**Висвітлення невирішених раніше частин загальної проблеми вказує на необхідність** врахування коефіцієнта стисливості газоводневих сумішей при вимірюваннях їх об'єму і об'ємної витрати.

**Формулювання цілей статті** Розроблення і порівняльний аналіз алгоритмів для визначення розрахунковим

методом коефіцієнта стисливості газоводневих сумішей за різного вмісту в них водню.

### Виклад основного матеріалу

Враховуючи, що моделювання повинно здійснюватися з використанням конкретних числових значень, то необхідно оперувати конкретними кількісними

характеристиками, які би слугували основою для теоретичних досліджень. За основу при реалізації моделювання вибрані три склади природного газу з різним значенням теплоти згорання, компонентний склад яких наведено в табл. 1.

**Таблиця 1 – Компонентний склад природних газів (у об'ємних %) при моделюванні**

Компоненти природного газу	Природний газ з теплою згорання 36,02 МДж/м <sup>3</sup>	Природний газ з теплою згорання 37,56 МДж/м <sup>3</sup>	Природний газ з теплою згорання 38,39 МДж/м <sup>3</sup>
CH <sub>4</sub>	97,06	96,88	93,76
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	0,10	1,79	3,54
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	0,01	0,56	1,47
CO <sub>2</sub>	2,68	0,68	0,64
N <sub>2</sub>	0,15	0,09	0,59

В процесі моделювання до складу природного газу додавався водень, об'єм якого в складі газоводневої суміші змінювався в діапазоні від 0 % до 30 % з кроком 5 %. Одночасно при зростанні вмісту водню в газоводневій суміші вміст інших складових природного газу пропорційно зменшувався для досягнення загального об'єму 100 %.

Робочі умови для досліджуваних газоводневих сумішей приймемо такими: абсолютний тиск  $p = 300$  кПа,  $T = 288,15$  К або  $t = 15$  °С.

За перший напрям дослідження використаємо на нині чинний метод розрахунку коефіцієнта стисливості на базі NX-19 мод. [2] з врахуванням двох складових в суміші: перша – це природний газ певного компонентного складу з вмістом вуглекислого газу і азоту, а друга складова – водень. Для врахування методу композиціонування цих двох складових у газоводневій суміші використаємо відомий метод з розрахунком псевдоприведених і псевдокритичних значень тиску і температури компонентів газової суміші шляхом застосування правила суміщення за методом Кея, описаного в [7]. При цьому методом NX-19 мод. будемо розраховувати

псевдоприведені і псевдокритичні значення тиску і температури природного газу, а критичні значення тиску і температури для водню виберемо із таблиць довідкових даних [8].

Псевдокритичні значення температури  $T_{пкрГВС}$  та тиску  $p_{пкрГВС}$  газоводневої суміші розраховуємо за формулами:

$$T_{пкрГВС} = 0,01(r_{H_2}T_{крH_2} + r_{Г}T_{пкрГ}), \quad (1)$$

$$p_{пкрГВС} = 0,01(r_{H_2}p_{крH_2} + r_{Г}p_{пкрГ}), \quad (2)$$

де  $r_{H_2}$ ,  $r_{Г}$  – об'ємний вміст компонентів у газоводневій суміші водню та природного газу відповідно, сума об'ємних відсотків яких повинна становити 100%;  $T_{крH_2}$ ,  $T_{пкрГ}$  – абсолютна критична температура водню та псевдокритична температура природного газу відповідно;  $p_{крH_2}$ ,  $p_{пкрГ}$  – абсолютний критичний тиск водню та псевдокритичний тиск природного газу відповідно.

Псевдокритичні значення температури та тиску природного газу відомого складу, який входить як один із компонентів газоводневої суміші розраховуємо за формулами:

$$T_{пкр} = 88,25(0,9915 + 1,759\rho_c - x_{CO_2} - 1,681x_{N_2}), \quad (3)$$

$$p_{пкр} = 2,9585(1,608 - 0,05994\rho_c + x_{CO_2} - 0,392x_{N_2}), \quad (4)$$

де  $\rho_c$  – густина природного газу за стандартних умов;  $x_{CO_2}$ ,  $x_{N_2}$  – молярні долі  $CO_2$  та  $N_2$  відповідно.

Молярні долі компонентів  $CO_2$  та  $N_2$  можна розрахувати відповідно до заданих їх об'ємних концентрацій за відомою формулою [2]:

$$x_i = \frac{r_i / z_{ci}}{\sum_i (r_i / z_{ci})}, \quad (5)$$

де  $r_i$  – об'ємна частка  $i$ -го компонента;  $z_{ci}$  – фактор стисливості  $i$ -го компонента газу за стандартних умов, числове значення якого подано в [8].

Густина природного газу  $\rho_c$  відомого компонентного складу за стандартних умов розраховують за відомою формулою:

$$\rho_c = \sum_i r_i \rho_{ci}, \quad (6)$$

де  $\rho_{ci}$  – густина окремого компонента газоводневої суміші за стандартних умов.

Далі використовуючи формули (1) і (2) знаходимо значення псевдокритичних значень температури  $T_{пкрГВС}$  та тиску  $p_{пкрГВС}$  газоводневої суміші. Тут скористаємося наступними довідковими даними [8] щодо критичних параметрів водню:  $p_{крH_2} = 1,297$  МПа,  $T_{крH_2} = 33,2$  К.

Після цього знаходимо псевдоприведену температуру  $T_{ппрГВС}$  та псевдоприведений тиск  $p_{ппрГВС}$  для газоводневої суміші за формулами:

$$T_{ппрГВС} = \frac{(t + 273,15)}{T_{пкрГВС}} = \frac{T}{T_{пкрГВС}}, \quad (7)$$

$$p_{ппрГВС} = \frac{p}{p_{пкрГВС}}, \quad (8)$$

де  $t$  – температура газоводневої суміші, °С;  $p$  – абсолютний тиск, Па;.

Далі використовуємо графік (рис. 1), наведений в [7], для графічного визначення коефіцієнта стисливості вуглеводневих газів. При цьому на графіку під приведеними значеннями тиску  $p_{ппр}$  і температури  $T_{ппр}$  будемо розуміти їх псевдоприведені значення, як це прийнято

термінологічно вказувати при розрахунку параметрів природного газу, які розраховані вище за формулами (3) і (4). Використовуючи інтерполяційний метод, який нами викладений в [7], знаходимо числове значення коефіцієнта стисливості для робочих умов досліджуваних газоводневих сумішей.

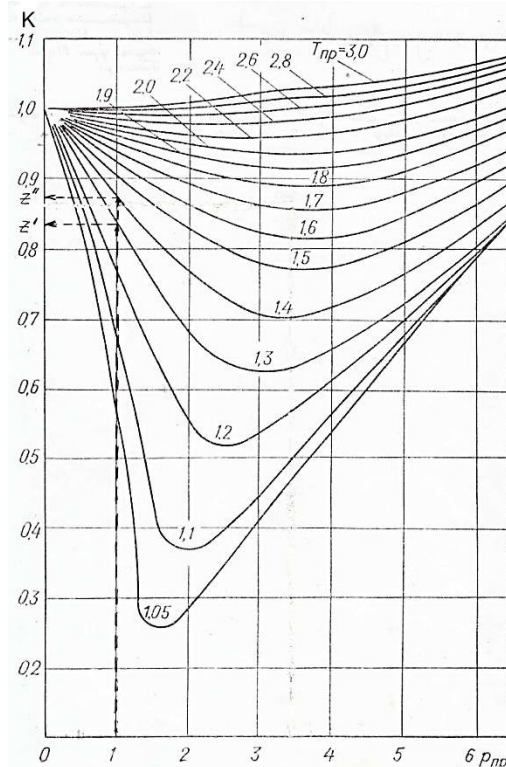


Рисунок 1 – Графіки функції коефіцієнта стисливості  $K = f(T_{ппр}, p_{ппр})$  [10]

За результатами визначення коефіцієнта стисливості газоводневої суміші за цим методом (рис. 2) видно, що із зростанням вмісту водню відбувається за нелінійною закономірністю зростання числового значення коефіцієнта стисливості. При цьому для природних газів з нижчою теплою згорання коефіцієнт стисливості переважає коефіцієнт стисливості газів з вищою теплою згорання. Водночас ця різниця із зростанням вмісту водню зменшується. Зокрема різниця в значеннях коефіцієнта стисливості безводневої суміші становить близько 0,001, при 10 % вмісту водню – близько 0,0005, а при 25 % вмісту водню – близько 0,0002.

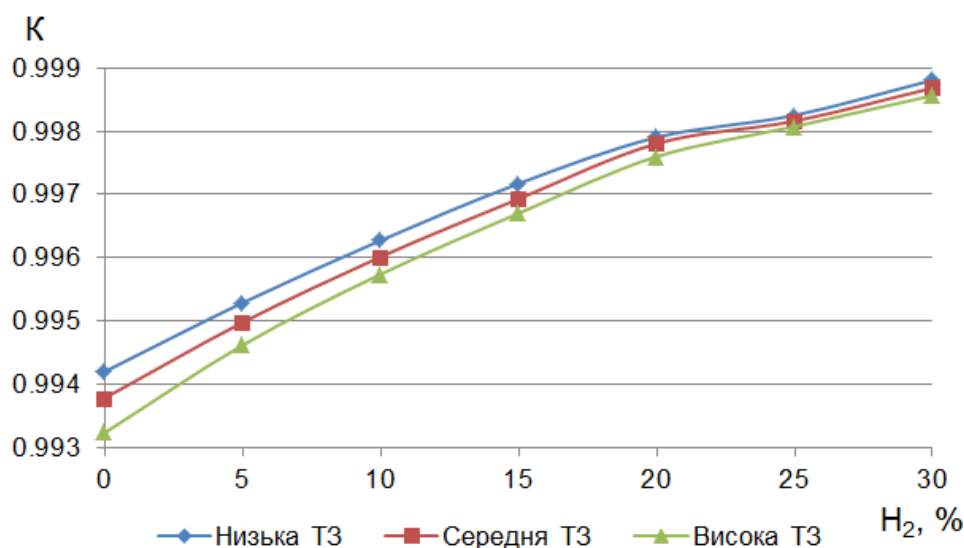


Рисунок 2 – Графічна ілюстрація зміни коефіцієнта стисливості газоводневої суміші від об'ємного вмісту водню з використанням методу композицій на базі NX-19 мод. (метод 1)

За другий напрям дослідження використаємо раніше відомий метод для визначення коефіцієнта стисливості на базі нормативного раніше чинного документа щодо правил вимірювання витрати газів і рідин стандартними звужувальними пристроями. Його застосування передбачає попередній розрахунок приведених значень надлишкового тиску і температури газу з використанням комплексних коефіцієнтів приведення і наступним чисельним визначенням на базі табличних значень. При цьому вплив водню будемо враховувати у значеннях комплексних коефіцієнтів приведення тиску і температури. Така методологія дослідження реалізується за допомогою поданого нижче алгоритму.

Комплексні коефіцієнти приведення  $K_p$  і  $K_T$  обчислюємо за формулами:

$$K_p = \frac{156,47}{5,993(26,831 - \rho_c) + (x_{CO_2} + 0,392x_{N_2})}, \quad (9)$$

$$K_T = \frac{226,29}{175,91(0,56364 + \rho_c) - (x_{CO_2} + 1,681x_{N_2})}. \quad (10)$$

При цьому густину  $\rho_c$  розраховуємо за формулою (6) з врахуванням об'ємного вмісту водню.

Значення псевдоприведеного надлишкового тиску  $P_{НП}$  та псевдоприведеної температури  $t_{П}$  газоводневої суміші обчислюємо за формулами:

$$P_{НП} = p_H K_p, \quad (11)$$

$$t_{П} = K_T (t + 273,15) - 273,15. \quad (12)$$

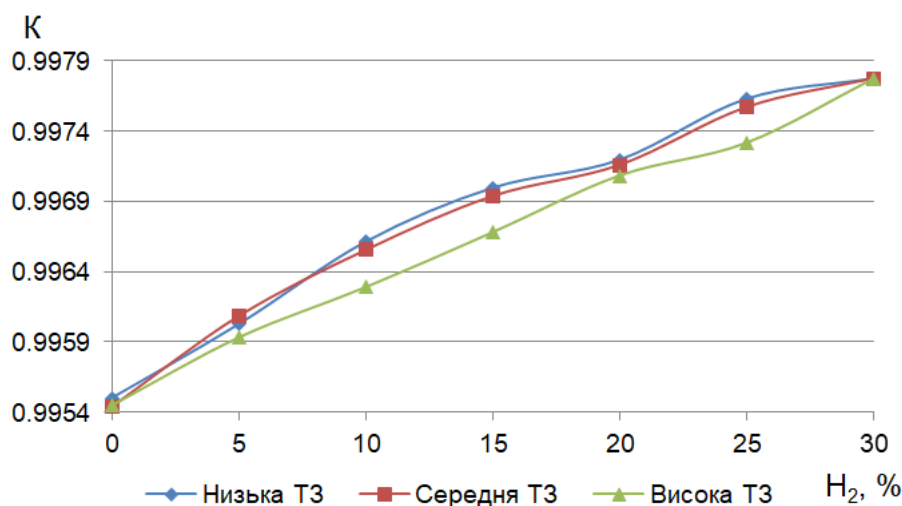
Після цього на базі відомих табличних значень (рис. 3), які реалізують практичну сторону визначення коефіцієнта стисливості на базі попередньо розрахованих комплексних коефіцієнтів приведення параметрів робочого середовища, визначаємо інтерполяційним методом значення коефіцієнта стисливості. Результати розрахунку числових значень коефіцієнта стисливості для газоводневих сумішей за умови наведеного вище компонентного складу природного газу і його надлишкового тиску  $p_H = 200$  кПа подані на рис. 3. Отримані результати також підтверджують нелінійне зростання коефіцієнта стисливості газоводневої суміші зі збільшенням вмісту водню. Однак при цьому коефіцієнти стисливості газів з низькою і середньою теплою згорання практично не відрізняються, а різниця цього

коефіцієнта порівняно з газом з високою теплою згорання не містить очевидно вираженої закономірності, як це ілюстровано на рис. 2. Також отримані

значення коефіцієнта стисливості є вищими приблизно на 0,002 при малих значеннях водню і нижчими близько 0,001 при 25 % водню.

**Таблиця 2 – Табличні значення коефіцієнта стисливості природного газу за даними приведених значень надлишкового тиску  $p_{нп}$  і приведеної температури  $t_{п}$**

$p_{нп}$ , МПа	$t_{п}$ , °C								
	-15	-10	-5	0	5	10	15	20	25
0,1	0,9970	0,9970	0,9972	0,9974	0,9976	0,9978	0,9978	0,9980	0,9980
0,15	0,9952	0,9954	0,9958	0,9960	0,9962	0,9966	0,9966	0,9970	0,9970
0,2	0,9934	0,9938	0,9942	0,9946	0,9948	0,9952	0,9954	0,9958	0,9960
0,25	0,9918	0,9922	0,9926	0,9930	0,9934	0,9940	0,9942	0,9946	0,9950
0,3	0,9900	0,9907	0,9912	0,9916	0,9922	0,9928	0,9932	0,9936	0,9940
0,35	0,9885	0,9891	0,9899	0,9905	0,9911	0,9916	0,9920	0,9924	0,9930
0,4	0,9869	0,9877	0,9883	0,9891	0,9899	0,9905	0,9911	0,9914	0,9920
0,45	0,9853	0,9861	0,9869	0,9877	0,9887	0,9893	0,9899	0,9903	0,9909
0,5	0,9838	0,9846	0,9855	0,9863	0,9873	0,9880	0,9887	0,9893	0,9899



**Рисунок 3 – Графічна ілюстрація зміни коефіцієнта стисливості газозводневої суміші від концентрації водню з використанням комплексних коефіцієнтів приведення параметрів робочого середовища (метод 2)**

Також нами досліджені закономірності зміни коефіцієнта стисливості за методом компонентного оцінювання складу газу. Застосований таким чином метод передбачає використання порівняно простого алгоритму розрахунку коефіцієнта стисливості газозводневої суміші на базі об'ємного вмісту компонентів газозводневої суміші з врахуванням їх критичних параметрів і розрахунку псевдоприведених

значень тиску і температури для конкретних параметрів абсолютних значень тиску і температури газозводневої суміші.

Суть цього алгоритму визначення коефіцієнта стисливості газозводневої суміші передбачає визначення абсолютної псевдокритичної температури  $T_{пкрГВС}$  та абсолютного псевдокритичного тиску  $p_{пкрГВС}$  газозводневої суміші за формулами:

$$T_{нкрГВС} = 0,01(r_1T_{кр1} + r_2T_{кр2} + r_3T_{кр3} + r_4T_{кр4} + r_5T_{кр5} + r_6T_{кр6}), \quad (13)$$

$$P_{нкрГВС} = 0,01(r_1P_{кр1} + r_2P_{кр2} + r_3P_{кр3} + r_4P_{кр4} + r_5P_{кр5} + r_6P_{кр6}), \quad (14)$$

де  $r_1 \dots r_6$  – об’ємний вміст у відсотках компонентів газоводневої суміші  $\text{CH}_4$ ,  $\text{C}_2\text{H}_6$ ,  $\text{C}_3\text{H}_8$ ,  $\text{CO}_2$ ,  $\text{N}_2$ ,  $\text{H}_2$  відповідно, сума відсотків яких повинна становити 100%;  $T_{кр1} \dots T_{кр6}$  – абсолютні критичні температури окремих компонентів газоводневої суміші  $\text{CH}_4$ ,  $\text{C}_2\text{H}_6$ ,  $\text{C}_3\text{H}_8$ ,  $\text{CO}_2$ ,  $\text{N}_2$ ,  $\text{H}_2$  відповідно;  $P_{кр1} \dots P_{кр6}$  – абсолютні критичні тиски окремих компонентів газоводневої суміші  $\text{CH}_4$ ,  $\text{C}_2\text{H}_6$ ,  $\text{C}_3\text{H}_8$ ,  $\text{CO}_2$ ,  $\text{N}_2$ ,  $\text{H}_2$  відповідно.

За табличними даними [8] критичні параметри окремих компонентів газоводневої суміші становлять:  $P_{кр\text{CH}_4}=4,5988 \text{ МПа}$ ;  $P_{кр\text{C}_2\text{H}_6}=4,880 \text{ МПа}$ ;  $P_{кр\text{C}_3\text{H}_8}=4,250 \text{ МПа}$ ;  $P_{кр\text{CO}_2}=7,386 \text{ МПа}$ ;  $P_{кр\text{N}_2}=3,390 \text{ МПа}$ ;  $P_{кр\text{H}_2}=1,297 \text{ Мпа}$ ;  $T_{кр\text{CH}_4}=190,55 \text{ К}$ ;  $T_{кр\text{C}_2\text{H}_6}=305,83 \text{ К}$ ;  $T_{кр\text{C}_3\text{H}_8}=369,82 \text{ К}$ ;  $T_{кр\text{CO}_2}=304,20 \text{ К}$ ;  $T_{кр\text{N}_2}=126,20 \text{ К}$ ;  $T_{кр\text{H}_2}=33,2 \text{ К}$ .

Псевдоприведену температуру  $T_{нпрГВС}$  та псевдоприведений тиск  $P_{нпрГВС}$  для газоводневої суміші, як суміші газів, визначають за формулами (7) і (8).

Далі коефіцієнт стисливості газоводневої суміші визначають за допомогою графіків (рис.1) при використанні методу інтерполяції, процедура якого описана вище за текстом і детально викладена у [7].

Отримані результати обчислень коефіцієнта стисливості газоводневої суміші (рис. 5) графічно подібні до результатів обчислень з використанням методу композиції на базі NX-19 мод., поданих на рис. 2. Вони відображають достатньо чіткий вплив теплоти згорання природного газу на зміну коефіцієнта стисливості газоводневої суміші, але виявлена несуттєва зміна різниці значень між коефіцієнтом стисливості для різних газів із зростанням вмісту водню, тобто менш виражене зближення цих значень при значеннях водню 25 % і вище. При цьому загальна тенденція зростання коефіцієнту стисливості є порівняно меншою від наведеної на рис. 4.

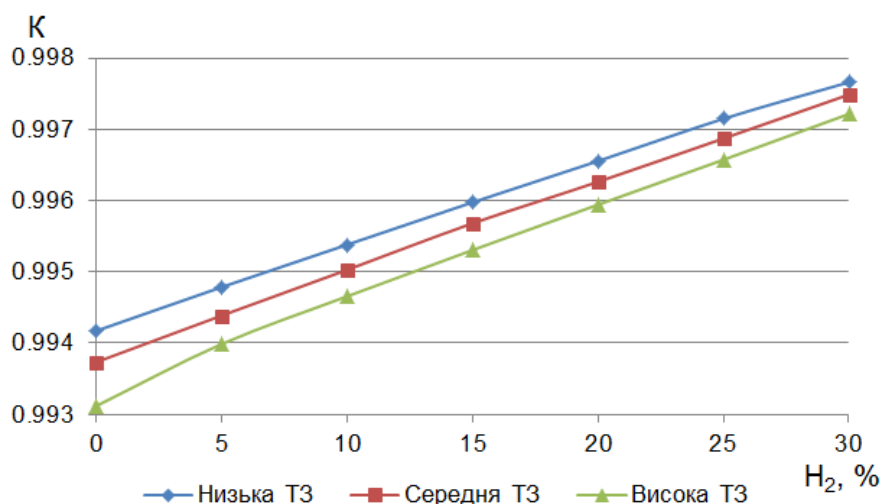


Рисунок 4 – Графічна ілюстрація зміни коефіцієнта стисливості газоводневої суміші від концентрації водню з використанням методу компонентного оцінювання складу газу (метод 3)



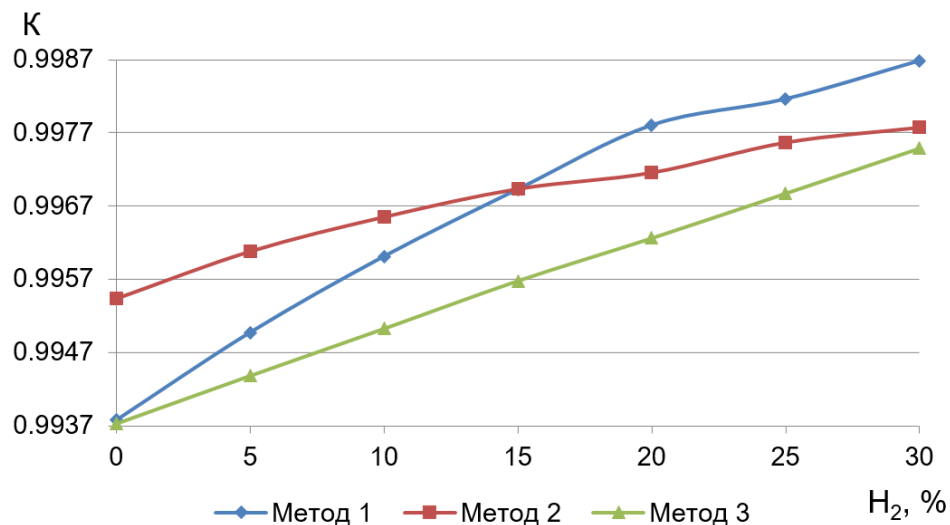


Рисунок 6 – Порівняльний аналіз методів розрахунку коефіцієнта стисливості газоводневих сумішей

Для порівняльного аналізу різних запропонованих і досліджених нами трьох методів розрахунку коефіцієнта стисливості газоводневих сумішей проведено порівняння зміни стосовно використання природного газу середньої теплоти згорання (рис. 6). Всі запропоновані нами алгоритми підтверджують зростання коефіцієнту стисливості із зростанням вмісту водню. При цьому третій метод характеризується найбільш лінійною закономірністю зростання. Стосовно приросту зростання значення коефіцієнта стисливості, то він є найбільшим у першому методі (близько 0,5 %) при зростанні вмісту водню до 30 %, а найменший – в другому методі (близько 0,2 %). Також встановлено, що метод 1 і метод 3 дають однакові результати обчислення коефіцієнта стисливості при відсутності водню в природному газі, що можна характеризувати як методологічно правильний підхід стосовно визначення коефіцієнта стисливості в природному газі. Незважаючи на те, що результати обчислення різними методами коефіцієнта стисливості є дещо різними, однак розходження всіх трьох методів не перевищує 0,2 %, що можна вважати умовою їх придатності для практичного застосування.

### Висновки

Розроблені три методи розрахунку коефіцієнта стисливості газоводневих сумішей. Перший метод базується на використанні методу композиції компонентів газоводневої суміші з використанням базового методу розрахунку коефіцієнта стисливості NX-19 мод. Другий метод передбачає використання методології з використанням комплексних коефіцієнтів приведення параметрів робочого середовища. Третій метод передбачає використання концепції компонентного оцінювання складу газу. Кожен із методів передбачає врахування об'ємного вмісту водню як компонента газоводневої суміші.

Встановлені аналогічні закономірності зростання коефіцієнта стисливості газоводневих сумішей із зростанням вмісту водню в них, які є близькими до 0,4-0,5 % при зростанні вмісту водню до 30 % в залежності від використаного алгоритму розрахунку.

Предметом подальших досліджень буде метрологічний аналіз кожного із методів розрахунку коефіцієнта стисливості і порівняльний аналіз його із методом, регламентованим в стандарті ДСТУ ISO 12213-3:2009 [3].

### Список використаних джерел

1. Середюк Д., Пелікан Ю., Бас О., Мануляк Р., Шевчук В. Визначення впливу водню та газоводневих сумішей на метрологічні характеристики побутових лічильників газу. *Нафтогазова галузь України*. 2022. № 1. С. 16-21.
2. Облік природного газу: довідник / М.П. Андрійшин, О.Є. Середюк, С.А. Чеховський [та ін.] / за ред. С.А. Чеховського. Івано-Франківськ: ПП "Сімик", 2008. 180 с.
3. ДСТУ ISO 12213-3:2009. (ISO 12213-3:2006, IDT). Природний газ. Обчислення фактора стисливості. Частина 3. Обчислення на основі фізичних властивостей. [Чинний від 2011-01-01]. Вид. офіц. Київ: Держспоживстандарт України, 2010. IV, 29 с. (національний стандарт України).
4. Казда С., Уніговський Л. Наукове супроводження експериментів транспортування сумішей водню та природного газу розподільними газопроводами. *Нафтогазова галузь України*. 2020. № 5. С. 9-14.
5. Костогриз К. Перші випробування українських газових мереж на водні. *Нафтогазова галузь України*. 2020. № 5. С. 24-30.
6. Карпаш М.О., Райтер П.М., Яворський А.В., Олійник А.П., Уніговський Л.М. Дослідження герметичності газорозподільних мереж у разі їх використання для постачання газоводневих сумішей. *Нафтогазова галузь України*. 2020. № 6. С. 14-23.
7. Середюк О.Є., Малісевич Н.М., Середюк Д.О., Малісевич В.В. Аналітико-метрологічні дослідження коефіцієнта стисливості біогазу за низьких робочих тисків. *Методи та прилади контролю якості*. 2021. № 2(47). С. 5-13.
8. El-Bandi A., Alzahabi A., El-Maraghi A. PVT Property Correlations: Selection and Estimation. Elsevier, 2018. 433 p.

### References

1. Seredyuk D., Pelikan YU., Bas O., Manulyak R., Shevchuk V. Vyznachennya vplyvu vodnyu ta hazovodnevykh sumishey na metrolohichni kharakterystyky pobutovykh lichyl'nykiv hazu. *Naftohazova haluz' Ukrayiny*. 2022. № 1. S. 16-21. [in Ukrainian]
2. Oblik pryrodnoho hazu: dovidnyk / M.P. Andriyishyn, O.YE. Seredyuk, S.A. Chekhovs'kyu [ta in.] / za red. S.A. Chekhovs'koho. Ivano-Frankivs'k: PP "Simyk", 2008. 180 s. [in Ukrainian]
3. DSTU ISO 12213-3:2009. (ISO 12213-3:2006, IDT). Pryrodnyy haz. Obchyslennya faktora styslyvosti. Chastyna 3. Obchyslennya na osnovi fizychnykh vlastyvostey. [Chynnyy vid 2011-01-01]. Vyd. ofits. Kyiv: Derzhspozhyvstandart Ukrayiny, 2010. IV, 29 s. (natsional'nyy standart Ukrayiny). [in Ukrainian]
4. Kazda S., Unihovs'kyu L. Naukove suprovodzhennya eksperymentiv transportuvannya sumishey vodnyu ta pryrodnoho hazu rozpodil'nymy hazoprovodamy. *Naftohazova haluz' Ukrayiny*. 2020. № 5. S. 9-14. [in Ukrainian]
5. Kostohryz K. Pershi vyprobuvannya ukrayins'kykh hazovykh merezh na vodni. *Naftohazova haluz' Ukrayiny*. 2020. № 5. S. 24-30. [in Ukrainian]
6. Karpash M.O., Rayter P.M., Yavors'kyu A.V., Oliynyk A.P., Unihovs'kyu L.M. Doslidzhennya hermetychnosti hazorozpodil'nykh merezh u razi yikh vykorystannya dlya postachannya hazovodnevykh sumishey. *Naftohazova haluz' Ukrayiny*. 2020. № 6. S. 14-23. [in Ukrainian]
7. Seredyuk O.YE., Malisevych N.M., Seredyuk D.O., Malisevych V.V. Analityko-metrolohichni doslidzhennya koefitsiyenta styslyvosti biohazu za nyz'kykh robochykh tysliv. *Metody ta prylady konrolyu yakosti*. 2021. № 2(47). S. 5-13. [in Ukrainian]
8. El-Bandi A., Alzahabi A., El-Maraghi A. PVT Property Correlations: Selection and Estimation. Elsevier, 2018. 433 p.