

Н.-А. Ю. Сорока¹
П. М. Райтер¹

МЕТОД ВИЗНАЧЕННЯ КОЕФІЦІЄНТА СТИСНЕННЯ ГАЗОВОДНЕВОЇ СУМІШІ З ВИКОРИСТАННЯМ РЕГРЕСІЙНОГО РІВНЯННЯ ТА АЛГОРИТМУ ШТУЧНОЇ НЕЙРОННОЇ МЕРЕЖІ

¹Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу

У розрахунках режимів роботи газопроводів та комерційного обліку спожитого чи транспортованого газу необхідно враховувати його коефіцієнт стиснення, який визначається за допомогою рівнянь станів або кореляційних залежностей. Для комерційного обліку газу використовуються рівняння станів, які характеризуються високою точністю розрахунків та потребують значного обсягу різноманітних даних для обчислень. Для розрахунку параметрів мережі зазвичай використовуються менш точні, але значно простіші для розрахунків кореляційні рівняння. Оператори газотранспортних мереж застосовують кореляційні рівняння визначення коефіцієнта стиснення за вмістом вуглекислого газу або відносною густини, які визначені у СОУ 60.3-0019801-100:2012.

У випадку застосування даних рівнянь для газоводневих сумішей з об'ємним вмістом водню до 20 %, спостерігається збільшення похибки зі зростанням концентрації водню. Рівняння, що враховує відносну густину, є точнішим у розрахунку газоводневих сумішей, оскільки вміст водню напряму впливає на густину суміші. Рівняння за вмістом вуглекислого газу є взагалі нечутливим до змін концентрації водню. Відповідно варто додати до рівняння змінну вмісту по водню, яка б дозволила знизити похибки розрахунків.

У статті проведено підбір коефіцієнта змінної по водню класичним регресійним методом, за якого модифікація рівнянь виконується шляхом доповнення наявних рівнянь розрахунку коефіцієнта стиснення доданком добутку вмісту водню в суміші на розрахований коефіцієнт та коригування константи зміщення рівняння.

Альтернативним способом розрахунку коефіцієнтів стиснення є використання штучних нейронних мереж (ШНМ). В ході роботи розроблено двохарову штучну нейронну мережу зі зворотним поширенням помилки. Така ШНМ отримує на вхід набір значень вмісту вуглекислого газу, водню, температури та надлишкового тиску, а на виході видає значення коефіцієнта стиснення.

Ключові слова: газоводнева суміш, природний газ, коефіцієнт стиснення, регресійне рівняння, штучна нейронна мережа.

Вступ

На тепер для обліку об'єму та витрати газоводневих сумішей, як один з вхідних параметрів, зокрема, в методі змінного перепаду тиску, використовується коефіцієнт стиснення вимірюваного середовища. Розрахунок коефіцієнтів стиснення проводиться за допомогою рівнянь станів або кореляційних рівнянь, також можливий розрахунок за допомогою штучних нейронних мереж [1]. Розрахунок коефіцієнтів стиснення природного газу за рівняннями станів характеризуються високою точністю, проте вимагає значного обсягу різноманітних даних для обчислень. Хоча комп'ютерна техніка дозволяє проводити такі розрахунки, вартість коректорів чи обчислювачів об'єму газу з таким програмним забезпеченням є високою, враховуючи необхідність їхнього обслуговування. Рівняння станів використовуються в наявних технологічних регламентах обліку кількості і витрати природного газу за наявності як аргументів в ньому окрім значень вмісту складників гомологічного ряду метану ще інших газів, наприклад CO_2 , H_2 , He , O_2 тощо.

Найпоширенішого застосування наразі набули такі рівняння станів: SGERG-88, GERG-2004, AGA8, AGA NX19 [2], [3], [4], [5]. У випадку використання цих рівнянь станів для розрахунку параметрів газоводневих сумішей, виникають обмеження допустимих концентрацій водню для коректних обчислень. Так, для SGERG-88 і AGA8 обмеження за вмістом водню становить 10 %, а для GERG2004 — 40 % [6]. Проте, згідно з [7] та [8], рівняння стану AGA8 можна застосовувати з вмістом водню до 40 % включно.

Для розрахунків режимів роботи мереж високого тиску (до 10 МПа) оператори газотранспортних мереж України використовують кореляційні рівняння для визначення коефіцієнта стиснення, які є значно простішими для обчислень, але серед їхніх аргументів відсутнє значення об'ємного вмісту водню. За умов, коли об'ємний вміст водню менший 0,5 %, таке застосування рівнянь є допустимим, але якщо вміст водню зростає і досягає 20 %, то похибка розрахунку коефіцієнта стиснення стає суттєвою (до 25 %) через неврахування вмісту H_2 [9]. Це зумовило доцільність досліджень впливу вмісту водню на коефіцієнт стиснення суміші природного газу та водню і відповідно модифікації наявних рівнянь визначення коефіцієнта стиснення.

Метою роботи є модифікація наявних рівнянь розрахунку коефіцієнтів стиснення природного газу за умов використання їх для розрахунку коефіцієнтів стиснення сумішей природного газу та водню (до 20 % об'ємного вмісту) класичним регресійним методом та на базі алгоритмів штучних нейронних мереж. В наявних рівняннях відсутня складова, що враховує зміну коефіцієнта стиснення від вмісту водню в суміші, що призводить до суттєвого зростання похибки вимірювання витрати суміші, особливо за умов досягнення вмісту водню більше 10 %. Першим методом модифікація виконується шляхом доповнення існуючих рівнянь розрахунку коефіцієнта стиснення доданком добутку вмісту водню в суміші на розрахований коефіцієнт та коригування константи зміщення рівняння. Коефіцієнт при складовій вмісту водню пропонується розраховувати на основі виконання регресійного аналізу даних взаємозв'язку коефіцієнта стиснення від температури, тиску, вмісту CO_2 та, власне, вмісту H_2 . Другим методом здійснено розробку процедури визначення коефіцієнта стиснення на базі генерації нею цього коефіцієнта на виході за результатами попереднього навчання ШНМ.

Результати досліджень

Для виконання досліджень з метою удосконалення існуючих рівнянь та розробки нових математичних моделей, як базові рівняння, використано два рівняння розрахунку коефіцієнтів стиснення природного газу, наведених у додатку Г чинного СОУ 60.3-0019801-100:2012 [10], у якому наведено кореляційні рівняння визначення коефіцієнта стиснення:

– за вмістом вуглекислого газу у складі суміші

$$K = 1,00185 + P \left(0,0523625 - \frac{20,5799}{T} - 0,244369 \cdot x_{CO_2} \right), \quad (1)$$

де P — абсолютний тиск газу перед штуцером, МПа; T — температура газу, К; x_{CO_2} — молярна частка азоту та діоксиду вуглецю;

– за значенням відносної густини

$$K = 1 - 5,5 \cdot 10^6 \cdot P \cdot \frac{\Delta_R^{1,3}}{T^{3,3}}, \quad (2)$$

де P — абсолютний тиск газу перед штуцером, МПа; T — абсолютна температура газу перед діафрагмою, К; Δ_R — відносна густина газу.

Для застосування вказаних рівнянь для сумішей природного газу і водню, де вміст водню змінюється від 0 до 20 %, необхідно створити по суті нові математичні моделі шляхом додавання складових вмісту водню з розрахованими коефіцієнтами при них. Якщо вихідне рівняння для розрахунку коефіцієнта стиснення подано формулою (1), то пропонуване рівняння набуде вигляду

$$K = 1,00185 + P \left(0,0523625 - \frac{20,5799}{T} - 0,244369 x_{CO_2} + k_1 x_{H_2} \right), \quad (3)$$

Різниця між результатами розрахунку коефіцієнтів стиснення за пропонованим та вихідним рівнянням становитиме

$$\Delta K = K_2 - K_1 = 1,00185 + P \left(0,0523625 - \frac{20,5799}{T} - 0,244369x_{\text{CO}_2} + k_1x_{\text{H}_2} \right) - 1,00185 - P \left(0,0523625 - \frac{20,5799}{T} - 0,244369x_{\text{CO}_2} \right). \quad (4)$$

Завданням дослідження є розв'язання задачі знаходження оптимального значення коефіцієнта k_1 рівняння з X_{H_2} , за якого досягається глобальний мінімум функції

$$Y = \min \left\{ \Delta K = Pk_1x_{\text{H}_2}, \text{ якщо } P_{\min} < P < P_{\max}; T_{\min} < T < T_{\max}; x_{\text{CO}_2 \min} < x_{\text{CO}_2} < x_{\text{CO}_2 \max}; x_{\text{H}_2 \min} < x_{\text{H}_2} < x_{\text{H}_2 \max} \right\}. \quad (5)$$

Для проведення розрахунків розглянуто близько 1000 компонентних складів природного газу [11]—[13], що постачається в Україні з метою визначення меж вмісту діоксиду вуглецю в пропонуваній математичній моделі. Для того, щоб виключити вплив випадкових змін вмісту CO_2 у складі суміші, зафіксовано його значення шляхом використання проби природного газу в середині діапазону за вмістом CO_2 . Для цієї проби за умов зміни вмісту CO_2 на п'яти рівнях виконано пропорційну зміну вмісту інших компонентів природного газу, щоб забезпечити баланс концентрацій. Ці значення рівнів вмісту діоксиду вуглецю залишалися незмінними за умов додавання водню до суміші.

Значення лівої частини рівняння (1) для регресійного аналізу отримуємо за результатами розрахунку коефіцієнта стиснення з рівняння стану AGA8. Значення надлишкового тиску, температури, вмісту CO_2 та вмісту H_2 вибрано в діапазоні від 0,5 до 12 МПа, від -30 до 50 °С, від 0,0001 до 4,826 % та від 0 до 20 % відповідно.

Після підстановки у вказане рівняння значень тиску, температури, вмісту CO_2 та H_2 (X_{CO_2} і X_{H_2} відповідно) та наявності значень коефіцієнтів стиснення за AGA 8 виконано розрахунок оптимального значення коефіцієнта при змінній X_{H_2} шляхом регресійного аналізу методом найменших квадратів.

Проблема полягає в тому, що в процесі досліджень виявилось, що за різних значень P , T , X_{CO_2} , значення вказаного коефіцієнта за результатами регресійного аналізу буде різним. Про це свідчать результати виконаних розрахунків. Для отримання значень вказаного коефіцієнта за різних значень P , T , X_{CO_2} та X_{H_2} виконано такі дії:

- розкрито дужки, для отримання добутку тиску на відповідні складові рівняння;
- підстановка значень відповідних тисків, температур, вмісту водню та вуглекислого газу;
- визначено різницю між коефіцієнтами стиснення, розрахованими за AGA 8 та формулою (1);
- виконано розрахунок коефіцієнтів регресійних рівнянь залежностей різниці значень коефіцієнтів стиснення за відповідних тисків від значень добутку тиску на вміст водню.

В табл. 1 подано розраховані значення коефіцієнта k_1 при складовій вмісту водню за різних значень тиску температури та вмісту діоксиду вуглецю.

Таблиця 1

Значення коефіцієнтів при змінній за вмістом водню

$T = -30$ °С					
	P_1	P_2	P_3	P_4	P_5
$X_{\text{CO}_2 1}$	0,085938	0,101211	0,12677	0,130549	0,090462
$X_{\text{CO}_2 2}$	0,085488	0,100263	0,124187	0,127904	0,090157
$X_{\text{CO}_2 3}$	0,085127	0,099342	0,121834	0,125403	0,08976
$T = 0$ °С					
$X_{\text{CO}_2 1}$	0,061545	0,066988	0,073093	0,074911	0,067477
$X_{\text{CO}_2 2}$	0,061336	0,066535	0,072299	0,073833	0,066581
$X_{\text{CO}_2 3}$	0,061051	0,066097	0,071542	0,072819	0,065724
$T = 20$ °С					
$X_{\text{CO}_2 1}$	0,050259	0,053087	0,055587	0,055687	0,051916
$X_{\text{CO}_2 2}$	0,050116	0,052775	0,055115	0,055072	0,051303
$X_{\text{CO}_2 3}$	0,049864	0,052477	0,054653	0,054489	0,050714
$T = 50$ °С					
$X_{\text{CO}_2 1}$	0,038074	0,03898	0,0394	0,038623	0,036382
$X_{\text{CO}_2 2}$	0,037831	0,038789	0,039138	0,038301	0,03604
$X_{\text{CO}_2 3}$	0,037744	0,038586	0,038877	0,037994	0,035713

В процесі регресійного аналізу окрім коефіцієнта при змінній за вмістом водню отримано коефіцієнт зміщення, який також потрібно ввести у наявне рівняння.

Таблиця 2

Значення коефіцієнтів зміщення

$T = -30\text{ }^{\circ}\text{C}$					
	P_1	P_2	P_3	P_4	P_5
$X_{\text{CO}_2_1}$	-0,00377	-0,02109	-0,06459	-0,08483	0,016214
$X_{\text{CO}_2_2}$	-0,00691	-0,03676	-0,09313	-0,1269	-0,04561
$X_{\text{CO}_2_3}$	-0,01008	-0,05258	-0,12221	-0,16968	-0,10775
$T = 0\text{ }^{\circ}\text{C}$					
$X_{\text{CO}_2_1}$	-0,00032	0,004189	0,008738	0,02413	0,072585
$X_{\text{CO}_2_2}$	-0,00359	-0,01248	-0,0235	-0,0234	0,008857
$X_{\text{CO}_2_3}$	-0,00688	-0,02922	-0,05594	-0,07128	-0,05527
$T = 20\text{ }^{\circ}\text{C}$					
$X_{\text{CO}_2_1}$	0,000756	0,011583	0,027213	0,052325	0,096483
$X_{\text{CO}_2_2}$	-0,00257	-0,00545	-0,00603	0,003017	0,030845
$X_{\text{CO}_2_3}$	-0,0059	-0,02254	-0,03939	-0,04651	-0,03507
$T = 50\text{ }^{\circ}\text{C}$					
$X_{\text{CO}_2_1}$	0,001339	0,015706	0,036967	0,065797	0,105794
$X_{\text{CO}_2_2}$	-0,00204	-0,00168	0,002879	0,015053	0,038328
$X_{\text{CO}_2_3}$	-0,00543	-0,0191	-0,03129	-0,03582	-0,02931

Аналіз результатів, наведених у табл. 1, 2, свідчить, що значення коефіцієнтів рівняння не є постійними за різних тисків, температур та вмісті вуглекислого газу. Для розв'язання задачі оптимізації вибору коефіцієнта при змінній складовій рівняння за вмістом водню, розраховано відхилення між взірцевими значеннями коефіцієнтів стиснення за AGA 8 та розрахунковими значеннями коефіцієнтів стиснення, отриманих за використання модифікованого рівняння за різних значень P , T , X_{CO_2} .

Таблиця 3

Відхилення коефіцієнтів стиснення

$T = -30\text{ }^{\circ}\text{C}$					
	P_1	P_2	P_3	P_4	P_5
$X_{\text{CO}_2_1}$	0,000153	0,001497	0,007272	0,010512	0,001948
$X_{\text{CO}_2_2}$	0,000155	0,00148	0,006933	0,010357	0,00234
$X_{\text{CO}_2_3}$	0,00015	0,001454	0,006643	0,01017	0,002672
$T = 0\text{ }^{\circ}\text{C}$					
$X_{\text{CO}_2_1}$	0,00011	0,000825	0,002523	0,004714	0,004661
$X_{\text{CO}_2_2}$	0,000109	0,000817	0,002469	0,004587	0,00459
$X_{\text{CO}_2_3}$	0,000108	0,000814	0,002427	0,004471	0,004515
$T = 20\text{ }^{\circ}\text{C}$					
$X_{\text{CO}_2_1}$	9,12E-05	0,000609	0,001611	0,002852	0,00342
$X_{\text{CO}_2_2}$	9,25E-05	0,00061	0,001592	0,002791	0,003359
$X_{\text{CO}_2_3}$	8,73E-05	0,000603	0,001567	0,002747	0,003299
$T = 50\text{ }^{\circ}\text{C}$					
$X_{\text{CO}_2_1}$	6,77E-05	0,000424	0,000997	0,001624	0,002084
$X_{\text{CO}_2_2}$	6,78E-05	0,00042	0,000987	0,001602	0,002058
$X_{\text{CO}_2_3}$	7,23E-05	0,000421	0,000978	0,001582	0,002032

Аналіз значень похибок, наведених у табл. 3, свідчить, що вплив вмісту CO_2 на похибку визначення коефіцієнта стиснення на 2 порядки нижчий ніж вплив зміни тиску, тому ним можна знехтувати. Різниця значень коефіцієнтів стиснення за температури $-30\text{ }^{\circ}\text{C}$ знаходиться в межах від 0 до 0,01; за температури $0\text{ }^{\circ}\text{C}$ — від 0 до 0,005; за температури $20\text{ }^{\circ}\text{C}$ — від 0 до 0,0035 та від 0 до 0,002 — за температури $50\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Зростання тиску за умови зростання температури призводить до максимального зростання похибки до 0,01 за температури $-30\text{ }^{\circ}\text{C}$ та 0,002 за температури $50\text{ }^{\circ}\text{C}$. Таким чином, в діапазоні температури від 0 до $50\text{ }^{\circ}\text{C}$ зміна похибки визначення коефіцієнта стиснення максимально становить від 0,005 до 0,002. Щоб нівелювати вплив тиску в ідеалі потрібно вибирати коефіцієнт при змінній за вмістом водню, як функцію тиску. Якщо ж вплив зміни тиску на коефіцієнт стиснення призводить до допустимої похибки на рівні 0,005, то доцільно вибирати значення коефіцієнта при змін-

ній за вмістом водню за номінальної температури 20 °С та тиску 6 МПа. Таким чином, отримуємо оптимальне значення коефіцієнта 0,055115 та константи зміщення $-0,00603$.

Розв'язати задачу оптимізації повною мірою за допомогою методів математичного аналізу неможливо, оскільки залежність похибки визначення коефіцієнта стиснення від вмісту водню є суттєво нелінійною кривою, хоча і не містить оптимумів.

Для другого рівняння, в результаті аналогічних розрахунків отримано значення коефіцієнта $k_1 = 0,029908$ та коефіцієнт зміщення $-0,00633$.

Таким чином, кінцеві рівняння набувають такого вигляду:

$$K = 0,995823 + P \left(0,0523625 - \frac{20,5799}{T} - 0,244369x_{\text{CO}_2} + 0,055115x_{\text{H}_2} \right); \quad (6)$$

$$K = 0,99367 - 5,5 \cdot 10^6 \cdot P \cdot \frac{\Delta_R^{1,3}}{T^{3,3}} + P \cdot 0,029908 \cdot x_{\text{H}_2}. \quad (7)$$

В процесі розрахунку коефіцієнтів стиснення за модифікованими рівняннями та порівнянні їхніх похибок з похибками кореляційних рівнянь, визначених у СОУ 60.3-0019801-100:2012, отримано такі результати. Похибки визначення коефіцієнтів стиснення за формулою (6) за концентрацій CO_2 на рівні 4,826 та 2,413 % нижчі ніж за формулою (1), коли значення тиску більші 2 МПа. За концентрацій діоксиду вуглецю, близьких до 0, та за тиску 0,5 МПа і різних температур похибки розрахунків за рівнянням (6) значно нижчі. Проте, зі зростанням тиску рівняння (1) показує кращі результати, хоч і не є чутливим до змін вмісту водню. Така тенденція проявилася через введення коефіцієнта зміщення, отриманого в ході регресійного аналізу.

Із застосуванням формули (7) похибки визначення коефіцієнтів стиснення є більшими за похибки рівняння (2) за всіх значень температури, концентрацій водню та вуглекислого газу та тиску 0,5 МПа. За тиску 1 МПа похибка є меншою, за похибки рівняння (2) за 20 % об'ємного вмісту водню. Від 2 МПа ситуація змінюється і рівняння (7) є точнішим, однак є певні відхилення за низьких чи високих температур. Розрахунки показують, що для тисків 0,5 та 1 МПа більше значення похибки спричинено знову ж таки коефіцієнтом зміщення. Проте, значення похибок за рівняннями (2) та (7) в більшості є нижчими за значення похибок рівняння (6).

Проведені розрахунки свідчать, що без суттєвої зміни метода апроксимації експериментальних залежностей та розробки, по суті, нового методу визначення коефіцієнта стиснення, досягнути суттєво вищих метрологічних характеристик вимірювання витрати суміші природного газу і водню неможливо. Тому, для розв'язання вказаної задачі, авторами розроблено новий метод і математичну модель з використанням досягнень технологій штучного інтелекту. Для апроксимації рівняння залежності коефіцієнта стиснення газоводневої суміші, як функції вмісту CO_2 , H_2 за визначених значень тиску та температури для визначеного компонентного складу природного газу на нашу думку доцільним є застосування штучної нейронної мережі (ШНМ) як інструмента апроксимації вхідних даних визначення коефіцієнта стиснення. Обґрунтування такого рішення зумовлене таким:

1. Можливістю отримати достатньо велику і репрезентативну вибірку вхідних даних для отримання залежності $z = f(X_{\text{CO}_2}, X_{\text{H}_2}, T, P)$. Вказані дані отримуються: коефіцієнти стиснення за результатами розрахунку за рівнянням стану AGA 8 (цільові значення навчальної множини); значення вмісту CO_2 , H_2 , P і T — значення аргументів в робочих діапазонах сумішей природного газу і водню, що задаються як вхідні дані у розрахунку z , масив вказаних даних є вхідним набором навчальної множини розробленої ШНМ.

2. Дослідження характеру залежності $z = f(X_{\text{CO}_2}, X_{\text{H}_2}, T, P)$ у вигляді багатомірних графіків свідчить про відсутність екстремумів функції z , опуклості поверхні z , але разом з тим для неї характерна гладка нелінійна залежність одночасно від чотирьох вхідних аргументів.

3. Є можливість формування значного за обсягом тестового набору вхідних даних та розрахунку цільових значень, а отже, якісної оцінки методичних метрологічних характеристик запропонованого апроксиматора ШНМ.

4. Для виконання апроксимації експериментальних даних залежності $z = f(X_{\text{CO}_2}, X_{\text{H}_2}, T, P)$ як вхідний набір даних матриці об'ємом 4×1395 значень чотирма рядками задаються значення вмісту CO_2 , H_2 , P і T в діапазонах 0,0001...4,826 %, 0...20 %, 0,5...12 МПа і $-30...50$ °С відповідно, а 1395 стовпчиками задаються комплекти наборів вхідних даних в робочих діапазонах сумішей

природного газу та водню. Для підвищення якості отриманої апроксимації вхідний набір даних пронормовано приведенням кожного значення до максимального значення діапазону за кожним параметром та збережено у масиві `x_input_CO2_H2_P_T`.

Значення коефіцієнта стиснення, розраховані за AGA 8, які в процесі розробки нейронної мережі виконують функцію цільових значень навчальної множини, зберігаються у спеціальному масиві даних `z_target_output` у вигляді одновимірного масиву 1×1395 значень.

Для розробки ШНМ використано функцію `nntool` програмного середовища Matlab. Після імпорту вхідних та цільових масивів значень створюємо ШНМ, що базується на методі зворотного поширення помилки, містить один прихований шар з 5 нейронами та один вихідний шар з одним нейроном. Вікна тренування, симуляції та результатів нейронної мережі показані на рис. 1.

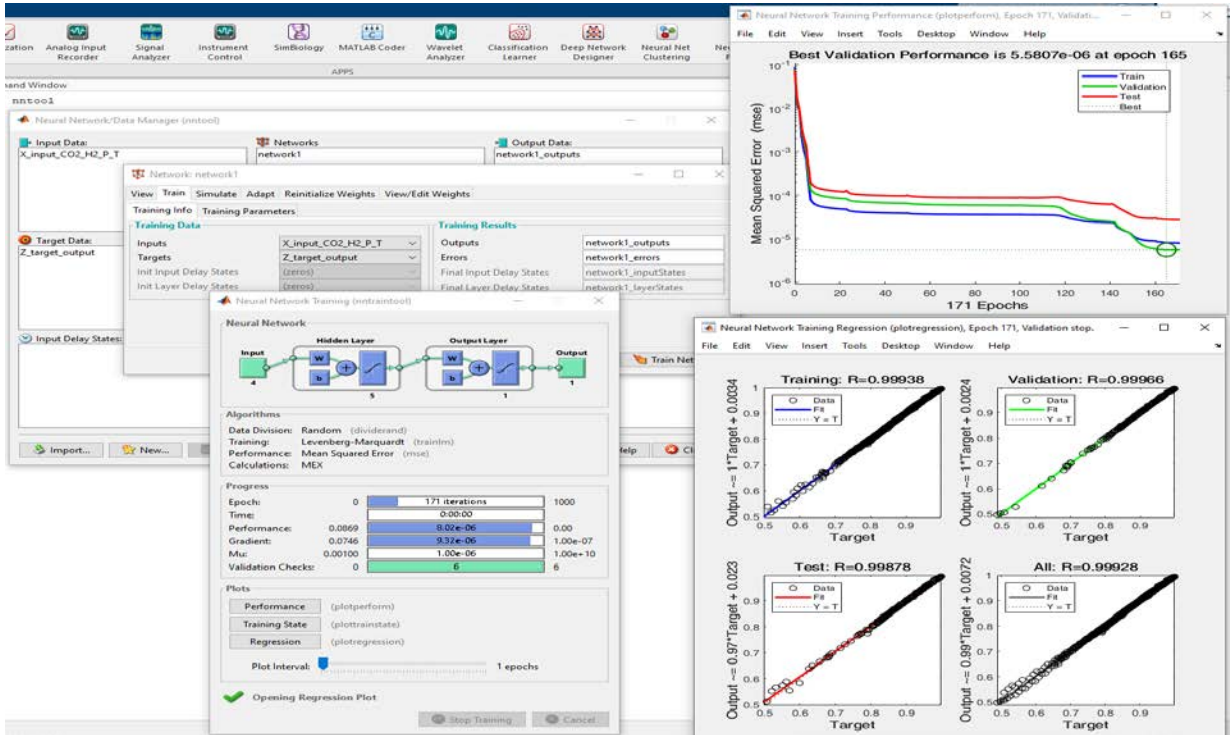


Рис. 1. Тренування, симуляція та отримані результати ШНМ

Значення коефіцієнта кореляції для тренування, валідації та тесту становить $R = 0,99928$. Розподіл отриманих похибок, отриманих за різних значень вхідних даних, показано на рис. 2. Похибки визначення коефіцієнта стиснення ШНМ відносно AGA 8 для тестового набору даних знаходяться межах від $-0,35$ до $+0,15$, близько 96 % значень похибок знаходяться в межах $\pm 0,005$. Точність використання ШНМ з вхідними параметрами вмісту CO_2 , H_2 , T та P є вищою ніж отримані за допомогою наведених вихідних та модифікованих кореляційних рівнянь.

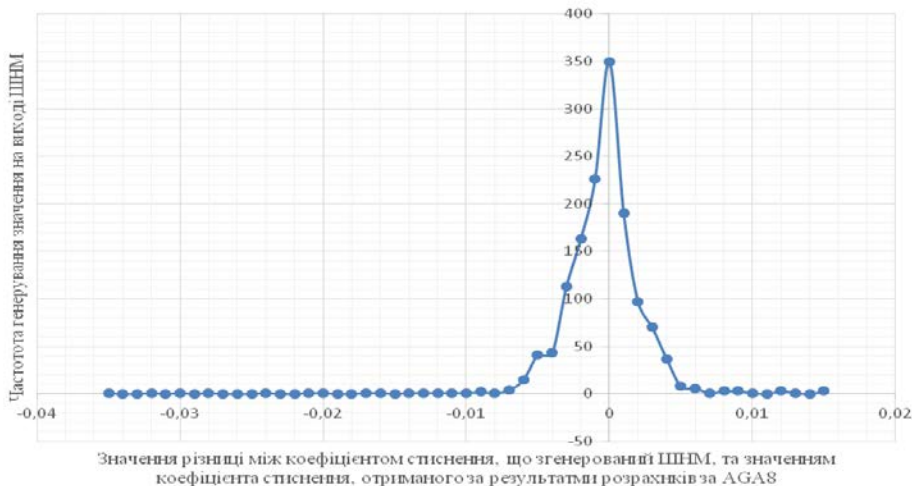


Рис. 2. Графік розподілу похибок ШНМ

Застосування алгоритму ШНМ для прогнозування значення коефіцієнта стиснення суміші природного газу та водню, методика якого викладена в статті, свідчить, що алгоритми штучних нейронних мереж доцільно застосовувати, за наявності достатньо великих обсягів репрезентативних експериментальних даних, для завдань апроксимації в процесі створення математичних моделей, що використовуються в інформаційно-вимірювальних системах. Такий підхід дозволяє, з одної сторони зменшити методичну похибку інформаційно-вимірювальних систем (ІВС) шляхом кращої апроксимації суттєво нелінійних залежностей, а з іншого боку дозволяє перевірити фактичне значення невизначеності вимірювань на базі тестування математичної залежності ІВС на тестовій навчальній множині, елементи якої не використовувалися в процесі навчання. Оскільки взірцеві значення коефіцієнта стиснення, для такого типу задач отримані розрахунковим шляхом, то обсяг тестової вибірки може бути як репрезентативним так і значним, що дозволяє для такого типу задач застосовувати обґрунтовано сучасні методи з використанням ШНМ.

На думку авторів, за умов врахування ітераційного характеру побудови ШНМ, її застосування як апроксимованої моделі і аналога регресійних залежностей в складі ІВС доцільно, якщо є достатньо репрезентативних даних для перевірки метрологічних параметрів пристроїв вимірювання витрати шляхом його імітаційного моделювання.

Висновки

1. Аналіз наявних залежностей коефіцієнта стиснення природного газу від складу суміші показав необхідність врахувати у вказаній залежності вміст водню як окремий аргумент цієї функції за умови досягнення вмісту водню до 20 %. В наявних рівняннях відсутня складова, що враховує зміну коефіцієнта стиснення від вмісту водню в суміші, що призводить до суттєвого зростання похибки вимірювання витрати суміші, особливо за умов досягнення вмісту водню більше 10 %.

2. Модифіковано наявні рівняння коефіцієнта стиснення природного газу шляхом доповнення його доданком, що є добутком вмісту водню в суміші на визначений шляхом регресійного аналізу емпіричний коефіцієнт. Регресійний аналіз показав також необхідність модифікації значення константи. Отримані значення коефіцієнта при змінній за вмістом водню та константа відповідно такі: 0,05115 і 0,995823 для рівняння за вмістом CO_2 ; 0,029908 та 0,99367 для рівняння за відносною густиною.

3. Дослідження відхилення значення коефіцієнта стиснення, розрахованих за AGA8 та розрахованих за запропонованим рівнянням свідчить про вплив тиску та температури на рівні 0,2, тому доцільним є вдосконалення цього методу визначення.

4. Розроблено штучну нейронну мережу як засіб генерування коефіцієнта стиснення газозводневої суміші, за умов подачі на її вхід значень вмісту CO_2 , H_2 , T та P . Тестування точності розрахунку коефіцієнта стиснення на наборах даних, які не використовувались для навчання, в обсягах до 1000 елементів, засвідчили ефективність такого методу розрахунку коефіцієнта стиснення, оскільки 95 % значень відхилення показів нейронної мережі від цільових значень склали не більше $\pm 0,005$. Це доводить практичну цінність використання алгоритмів штучних нейронних мереж як робочих інструментів для розрахунку коефіцієнта стиснення суміші природного газу та водню. Додатковою перевагою застосування апроксиматора на основі ШНМ є те, що за наявності додаткових експериментальних даних взаємозв'язку коефіцієнта стиснення та вмісту водню в суміші є можливість удосконалити алгоритм визначення коефіцієнта стиснення шляхом донавчання ШНМ для підвищення достовірності та точності визначення витрати газозводневої суміші.

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

- [1] M. Farzaneh-Gord, et al., "Accurate determination of natural gas compressibility factor by measuring temperature, pressure and Joule-Thomson coefficient: Artificial neural network approach," *Journal of Petroleum Science and Engineering*, vol. 202, 2021.
- [2] K. E. Starling, and J. L. Savidge, "Compressibility Factors of Natural Gas and Other Related Hydrocarbon Gases," *American Gas Association, Transmission Measurement Committee Report*, no. 8, and *American Petroleum Institute, MPMS Chapter 14.2*, 2nd ed., 1994.
- [3] International Organization for Standardization, "Natural Gas – Calculation of Compression Factor, Part 2: Calculation using molar-composition analysis," ISO 12213-2, 2006.
- [4] International Organization for Standardization, "Natural Gas – Calculation of Compression Factor, Part 3: Calculation using physical properties," ISO 12213-3, 2006.
- [5] R. H. Zimmerman, "Manual for the Determination of Supercompressibility Factors for Natural Gas," PAR Project NX-19, Ohio State University, 1962.
- [6] G. Muller-Syring, et al., "Management summary. Entwicklung von modularen Konzepten zur Erzeugung, Speicherung

und Einspeisung von Wasserstoff und Methan ins Erdgasnetz,” 2013.

[7] M. Dell’Isola, et al., “Impact of hydrogen injection on thermophysical properties and measurement reliability in natural gas networks,” *E3S Web Conf.*, vol. 312, 2021.

[8] M. Łach, “Dokładność wyznaczania współczynnika ściśliwości gazu z podwyższoną zawartością wodoru – porównanie metod obliczeniowych,” *NG*, vol. 72, no. 5, pp. 329-338, 2016.

[9] Н.-А. Сорока і М. Карпаш, «Дослідження придатності кореляційних методів визначення коефіцієнта стиснення газодневних сумішей.» *Вимірювальна та обчислювальна техніка в технологічних процесах*, вип. 4, с. 111-120, 2023.

[10] СОУ 60.3-30019801-100:2012, «Газ природний горючий. Визначення обсягів витрат природного газу на виробничо-технологічні потреби під час його транспортування газотранспортною системою та експлуатації підземних сховищ газу. Порядок розрахунку.» 2012.

[11] Паспорт ФХП природного газу [Електронний ресурс]. Режим доступу: <https://gaz.kherson.ua/?cat=30> .

[12] Оперативні дані оператора ГТС (ГДП, ВБГ) про чисельні значення ФХП природного газу в точках його надходження до ГРМ [Електронний ресурс]. Режим доступу: <https://www.chergas.ck.ua/spozhivacham/yakist-gazu-vid> .

[13] АТ «Укртрансгаз», «Якість газу у грудні 2019 року по регіонах України,» 2020. [Електронний ресурс]. Режим доступу: <http://utg.ua/utg/media/news/2020/01/gq-2019-12.html> .

Рекомендована кафедрою автоматизації та інтелектуальних інформаційних технологій ВНТУ

Стаття надійшла до редакції 24.04.2024

Сорока Назарій-Андрій Юрійович — аспірант кафедри інформаційно-вимірювальних технологій, e-mail: nazarii-andrii.soroka@nung.edu.ua ;

Райтер Петро Миколайович — д-р техн. наук, професор кафедри інформаційно-вимірювальних технологій, e-mail: petro.raiter@nung.edu.ua .

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

N.-A. Yu. Soroka¹
P. M. Raiter¹

A Method for the Compressibility Factor Calculation of Natural Gas-Hydrogen Blends, Using a Regression Equation and an Artificial Neural Network Algorithm

¹Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas

To calculate the operating modes of gas pipelines and for the commercial metering of consumed or transported gas, it is necessary to take into account its compressibility factor, which is determined using equations of state or correlation dependencies. Equations of states are characterized by high calculation accuracy but require a significant amount of various data for calculations, so they are used for commercial gas metering. Correlation equations are usually used to calculate network parameters, which are less accurate but much easier to calculate. Gas transmission network operators use correlation equations for determining the compressibility factor based on carbon dioxide content or relative density, as given in SOU 60.3-0019801-100:2012.

When these equations are applied to calculate the compressibility factor of natural gas-hydrogen blends with volumetric hydrogen content up to 20 %, an increase in error is observed with increasing hydrogen concentration. The equation based on the relative density is more accurate when calculating the natural gas-hydrogen mixture’s compressibility factor since the hydrogen content directly affects the density of the blend. The carbon dioxide equation is generally insensitive to changes in hydrogen concentration within the blend. Thus, it is worth adding a hydrogen variable to the equation to reduce calculation errors.

In this article, the selection of the hydrogen variable coefficient is carried out by the classical regression method, in which the equations are modified by supplementing the existing equations for calculating the compressibility factor with the addition of the product of the hydrogen content in the mixture by the calculated coefficient, and the equation’s bias adjustment.

An alternative way to calculate the compressibility factor is to use artificial neural networks (ANNs). In the course of this work, a two-layer artificial neural network with back-propagation of error was developed. This ANN receives as input a set of values of carbon dioxide and hydrogen content, temperature, and pressure, and outputs the value of the compressibility factor.

Keywords: hydrogen-natural gas blend, natural gas, compressibility factor, regression equation, artificial neural network.

Soroka Nazarii-Andrii Yu. — Post-Graduate Student of the Chair of Information And Measuring Technologies, e-mail: nazarii-andrii.soroka@nung.edu.ua ;

Raiter Petro M. — Dr. Sc. (Eng.), Professor of the Chair of Information and Measuring Technologies, e-mail: petro.raiter@nung.edu.ua