

<https://doi.org/10.31891/2219-9365-2023-76-14>

УДК 620.92

СОРОКА Назарій- Андрій

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу

<https://orcid.org/0000-0002-8549-7014>

e-mail: [nazarii-andrii.soroka@nung.edu.ua](mailto:nazarii-andrii.soroka@nung.edu.ua)

КАРПАШ Максим

Університет Короля Данила

<https://orcid.org/0000-0002-4223-3828>

e-mail: [maksym.karpash@ukd.edu.ua](mailto:maksym.karpash@ukd.edu.ua)

## ДОСЛІДЖЕННЯ ПРИДАТНОСТІ КОРЕЛЯЦІЙНИХ МЕТОДІВ ВИЗНАЧЕННЯ КОЕФІЦІЄНТУ СТИСНЕННЯ ГАЗОВОДНЕВИХ СУМІШЕЙ

*Відновлювані гази, зокрема водень, відіграють одну з ключових ролей досягнення кліматичної нейтральності. Перехідним етапом введення у вжиток водневих технологій є використання газозводневих сумішей, що дозволить різко скоротити викиди парникових газів у атмосферу. Відповідно виникає потреба точного обліку витрати газозводневих сумішей, що ускладнюється значними змінами фізико-хімічних показників при збільшенні частки у водню в суміші. Таким чином для вимірювання витрати необхідно використовувати коефіцієнти стиснення для забезпечення точності вимірювань. В даній публікації проведено розрахунки коефіцієнтів стиснення для газозводневих сумішей з концентрацією водню до 20 % за допомогою емпіричних кореляційних методів. Отримані результати коефіцієнтів стиснення порівнюються з результатами розрахунків за методикою AGA8 для заключення про придатність даних методів для газозводневих сумішей.*

*Ключові слова: гази, газові суміші, водні технології, вимірювання.*

SOROKA Nazarii-Andrii

Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas

KARPASH Maksym

King Danylo University

## INVESTIGATION OF THE CORRELATION METHODS' SUITABILITY FOR HYDROGEN-NATURAL GAS MIXTURES COMPRESSIBILITY FACTOR CALCULATION

*The need for the country's energy transition to meet climate goals and energy security is rapidly encompassing various industries. Since a significant share of the energy demand is covered by natural gas, it is necessary to introduce alternatives using low-carbon or renewable gases. "Green" hydrogen, produced by the electrolysis of water and electricity from RES, is just one of the options.*

*For the supply of large volumes of hydrogen over long distances, transportation by gas pipelines is the most economically feasible. Hydrogen, however, has a high penetrability in most industrial materials, causes an increase in their fragility and a decrease in plasticity. This can cause the acceleration of the development of existing and the appearance of new defects in the gas transport system, such as cracks. Accordingly, for pure hydrogen, it is necessary to build new pipelines from materials more resistant to its influence, which requires significant capital investments. A transitional stage that will contribute to decarbonization is the use of gas-hydrogen mixtures. Up to 20% of hydrogen in the gas-hydrogen mixture is considered an acceptable concentration for existing gas transportation and gas distribution networks without the need for modifications. [1] This raises the question of accurate accounting of the consumption of gas-hydrogen mixtures as a transition fuel to achieve the goals of decarbonization. Most of the existing models for accurate accounting of the volume flow of natural gas involve taking into account its compression ratio, which in turn depends on composition, temperature and pressure. For gas-hydrogen mixtures, this approach should be checked in view of the hydrogen content in significant concentrations.*

*Renewable gases, in particular hydrogen, play a key role in achieving climate neutrality. A transitional stage in the implementation of hydrogen technologies is the use of H<sub>2</sub>-NG mixtures, which will dramatically reduce greenhouse gas emissions. Accordingly, there is a need for accurate flow metering of hydrogen-natural gas mixtures. This task is complicated because of significant changes in physical and chemical properties with an increase in hydrogen concentration in the blend. Thus, to measure the flow, it is necessary to use the compressibility factor to ensure the accuracy of measurements. In this publication, the compressibility factor for gas-hydrogen mixtures with a hydrogen concentration of up to 20 % was calculated using empirical correlation methods. The obtained results of the compressibility factor are compared with the results of calculations according to the AGA8 method to conclude the suitability of these methods for gas-hydrogen mixture purposes.*

*Key words: gases, gas mixtures, water technologies, measurement.*

### Постановка проблеми у загальному вигляді та її зв'язок із важливими науковими чи практичними завданнями

Потреба в енергетичному переході країни задля досягнення кліматичних цілей та енергетичної безпеки швидкими темпами охоплює різні галузі. Оскільки значна частка енергетичної потреби покривається природнім газом, необхідно вводити альтернативи з використанням низько вуглецевих чи

відновлюваних газів. «Зелений» водень, вироблений шляхом електролізу води та електроенергії від ВДЕ, якраз є одним з варіантів.

Для постачання значних обсягів водню на великі відстані, транспортування газопроводами є найбільш економічно доцільним. Водень, щоправда, має високу проникну здатність в більшість промислових матеріалів, зумовлює підвищення їх крихкості та зниження пластичності. Це може спричинити прискорення розвитку наявних та появу нових дефектів газотранспортної системи, таких як тріщини. Відповідно, для чистого водню необхідно споруджувати нові трубопроводи зі стійкіших до його впливу матеріалів, що потребує значних капіталовкладень. Перехідним етапом, що сприятиме декарбонізації, є використання газоводневих сумішей. До 20% водню в складі газоводневої суміші вважають допустимою концентрацією для існуючих газотранспортних та газорозподільних мереж без потреби модифікацій. [1] Звідси постає питання точного обліку витрати газоводневих сумішей як перехідного палива для досягнення цілей декарбонізації. Більшість існуючих моделей для точного обліку об'ємної витрати природного газу передбачає урахування його коефіцієнта стиснення, який у свою чергу залежить від складу, температури та тиску. Для газоводневих сумішей такий підхід слід перевірити з огляду на вміст водню у значимих концентраціях.

#### Аналіз останніх джерел

Залежно від родовищ, незначні концентрації водню іноді наявні в компонентному складі природного газу, однак, враховуючи значну різницю фізико-хімічних показників (ФХП) водню та метану, збільшення концентрації водню в природному газі значно впливатиме на характеристики газоводневих сумішей. В таблиці 1 наведено порівняння ФХП для природного газу, метану та водню. Компонентний склад природного газу, для якого наведені ФХП наступний: 96,16% CH<sub>4</sub>, 1,096 C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>, 0,136% C<sub>3</sub>H<sub>8</sub>, 0,021% iC<sub>4</sub>H<sub>10</sub>, 0,021% nC<sub>4</sub>H<sub>10</sub>, 0,006% iC<sub>5</sub>H<sub>12</sub>, 0,005% nC<sub>5</sub>H<sub>12</sub>, 0,001% N<sub>2</sub>, 2,54% CO<sub>2</sub>, 0,0002% H<sub>2</sub>S, 0,006% H<sub>2</sub>O. [2]

Таблиця 1

Порівняння фізико-хімічних показників природного газу, метану та водню. [2], [3]

Властивість	Природний газ	Метан	Водень
Густина, кг/м <sup>3</sup>	0,754	0,68	0,09
Діапазон спалахування у суміші з повітрям, % об.	не вказано	4,4-17	4-75
Ламінарна швидкість поширення полум'я, м/с	0,38	0,4	3,1
Мінімальна енергія іскри для запалювання мДж	не вказано	0,21	0,016
Вища теплота згоряння (HHV), МДж/м <sup>3</sup>	36,59	39,8	12,7
Нижча теплота згоряння (LHV), МДж/м <sup>3</sup>	32,97	35,8	10,8
Число Воббе вище (W <sub>H</sub> ), МДж/м <sup>3</sup>	46,3	53	48
Число Воббе нижче (W <sub>L</sub> ), МДж/м <sup>3</sup>	41,7	47,6	40,8

В разі збільшення концентрації водню в суміші з метаном можна чітко спостерігати кореляцію з падінням значень теплоти згоряння та густини, а число Воббе у свою чергу спочатку спадає при зростанні частки водню, а потім дещо зростає від 80% водню у суміші (див. табл. 2 та табл. 3). [3], [4]

Таблиця 2

Розраховані властивості суміші газів при різних частках водню [3]

Властивість	Частка водню					
	0	0,2	0,4	0,6	0,8	1,0
ρ, кг/м <sup>3</sup>	0,718	0,592	0,466	0,341	0,215	0,09
HHV, МДж/м <sup>3</sup>	39,82	34,4	28,99	23,57	18,16	12,75
LHV, МДж/м <sup>3</sup>	35,88	30,86	25,84	20,82	15,8	10,78
Число Воббе, %	100	94,7	89,3	84,2	80,4	84,9

Таблиця 3

Розраховані властивості суміші газів за різних часток водню [4]

Частка водню	Діапазон спалахування, %		HHV, кВт·год/м <sup>3</sup>	Число Воббе, кВт·год/м <sup>3</sup>
	Нижня границя	Верхня границя		
0	4,6	16,6	11,06	14,85
0,125	не вказано	18,4	10,12	14,4
0,25	4,5	23,5	9,18	13,95
0,5	4,4	32,0	7,3	13,07
1	4,1	77,0	3,54	13,43

Відчутна зміна теплофізичних властивостей газоводневих сумішей створює додаткові виклики для обліку витрати такого виду палива. На вимірювання витрати безпосередньо впливають значення тиску та температури - більша відмінність цих параметрів від нормальних умов буде відповідати значним розбіжностям між реальним та очікуваним обсягами споживання газу. По суті, коефіцієнт стиснення відображає те, наскільки термодинамічні властивості реальних газів відрізняються від властивостей ідеального газу. [5] Коефіцієнт стиснення використовують не лише для врахування компенсації за температурою та тиском для вимірювання витрати, а й для розрахунку параметрів транспортування газу трубопроводами.

Коефіцієнт стиснення можна визначити за емпіричними кореляційними залежностями, рівняннями стану газу, або за допомогою нейронних штучних мереж. [6] Як зазначено у [6], емпіричні кореляції зазвичай мають низьку точність, проте широко застосовуються для розрахунків процесів постачання природного газу через їх простоту. Рівняння стану характеризуються високою точністю, однак складні у розрахунках, тому, в основному, використовуються для вимірювання витрати, де точність є критично важливою. Щодо нейронних мереж, як зазначено у [5], точність визначень напряму сильно залежить від розмірів бази даних, використаних для тренувань нейромережі. Недостатня кількість даних не дозволить встановити чіткі залежності між величинами, що відповідають значним розбіжностям результатів. Завеликі набори даних, в свою чергу, потребують значних обчислювальних потужностей та можуть викликати «підгонку» даних суто під обрану для навчання вибірку, а при відмінності реальних параметрів від набору даних (наприклад газ з іншого родовища) - видаватиме значні похибки. Також варто відзначити, що транспортування газоводневих сумішей ще не є поширеною практикою, тож складно отримати достатньо великі набори даних для тренування, валідації та тестування нейронних мереж.

Коефіцієнт стиснення залежить, окрім температури та тиску, ще і від компонентного складу газу чи суміші газів. [7] Наразі, при транспортуванні природного газу коефіцієнт стиснення визначається, в основному, за допомогою різних рівнянь станів, таких як SGERG-88, GERG-2004, AGA8, AGA NX19 та ін. Розрахунок проводиться за 21 показником компонентного складу та відповідними значеннями тиску та температури. Згадані рівняння станів мають певні обмеження щодо допустимих концентрацій водню у суміші. Згідно з [8], допустима концентрація водню для SGERG-88 і AGA8 становить 10%, а GERG2004 – 40%. У [9] зазначають, що попри встановлене обмеження 10% водню у суміші для AGA8, даний метод можна застосовувати для сумішей з вмістом водню до 40%. Такий висновок зробили на основі результатів Науково-дослідного інституту нафти і газу у Кракові (Instytut Nafty i Gazu - państwowy instytut badawczy). [10] Відповідно, більші частки водню в складі суміші спричинятимуть вищі значення похибок. Варто також відмітити, що 2022-го року з'явилася модифікація SGERG-88 для водню (SGERG-mod-H2), яка, придатна для вимірювань до 100% водню. [11]

Важливим чинником є також те, що для природного газу за збільшення тиску коефіцієнт стиснення буде спадати для всіх досліджуваних значень температури. Коефіцієнт стиснення водню ж навпаки зростає і практично не залежить від значень температурів межах досліджуваного інтервалу (0°C - 50°C) [7]. Тож очікуваним результатом є те, що коефіцієнт стиснення газоводневих сумішей буде зростати зі збільшенням вмісту водню, або виявляти складнішу кореляційну залежність.

Компонентний склад газу, необхідний для рівнянь стану, зазвичай визначається за допомогою методів газової хроматографії. Цей процес є дорогим, в Україні проводиться, як правило, декілька раз на місяць, тож зміни складу у вимірювальних проміжках не враховуються. Оскільки склад газу безпосередньо впливає на фізичні показники і, відповідно, його енергетичний вміст [12], може бути доцільним використання спрощених методів визначення коефіцієнту стиснення для розрахунку витрати в такі періоди за умови забезпечення необхідної точності. Особливо актуальним дане питання буде для магістрального транспортування газоводневих сумішей, яке потенційно ввійде до вжитку в найближчі роки.

### Формулювання цілей статті

**Метою роботи є:** визначення придатності спрощених методів розрахунку коефіцієнтів стиснення для газоводневих сумішей залежно від вмісту водню у межах від 0 до 20%.

### Виклад основного матеріалу

В Україні було прийнято спрощені методики розрахунку коефіцієнту стиснення, описані у чинному СОУ 60.3- 0019801-100:2012 [13]. Один з методів базується на емпіричній формулі, яка враховує лише густину газу (формула 1), а інший базується лише на використанні вмісту CO<sub>2</sub> (формула 2).

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

де  $P$  – абсолютний тиск газу перед штуцером, МПа;

$T$  – температура газу, К;

$x_{CO_2}$  - молярна частки азоту та діоксиду вуглецю.

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

де  $P$  – абсолютний тиск газу перед штуцером, МПа;

$T$  – абсолютна температура газу перед діафрагмою, К.

У дисертації Слободяна М. Б. [14] було представлено удосконалений метод спрощеного розрахунку коефіцієнту стиснення природного газу, який базується на трьох теплофізичних показниках: нижчій теплоті згоряння, вищому числу Воббе та вмісту  $CO_2$  у пробі газу. Даний метод був розроблений для підвищення точності вимірювання витрати, порівняно з методиками, описаними у СОУ 60.3-100. Шляхом регресійного аналізу даних було виведено емпіричне рівняння вигляду:

$$K = \left(1,0907 - \frac{P}{46}\right) \cdot \left(1,002 - \frac{1,974 \cdot 10^{11} \cdot Q_H^{8,1}}{T^{2,3} \cdot W_B^9} + 5 \cdot 10^{-4} \cdot (20 - x_{CO_2})^{1,2} - 1,332 \cdot 10^{-9} \cdot Q_H^2\right), \quad (3)$$

де  $K$  – коефіцієнт стисливості природного газу;

$P$  – середній тиск газу на ділянці, МПа;

$x_{CO_2}$  – відсотковий молярний вміст діоксиду вуглецю в пробі природного газу;

$Q_H$  – теплота згоряння нижча, ккал/м<sup>3</sup>;

$W_B$  – число Воббе вище, ккал/м<sup>3</sup>;

$T$  – температура газу за стандартних умов, 20 °С (293,15°К);

Згідно з [13], дане поліноміальне рівняння дозволило отримати значення коефіцієнтів стиснення природного газу з похибкою 1,8% відносно значень рівнянь AGA8. Значення, отримані за методикою СОУ 60.3-30019801-100:2012 при розрахунку коефіцієнтів стиснення природного газу лише за густиною та лише за вмістом діоксиду вуглецю, становлять 47% та 118% відповідно. Тож у випадку визначення природного газу доцільно застосовувати удосконалену методику.

Для газоводневих сумішей результати цих емпіричних кореляційних методів можуть суттєво відрізнятись. Для проведення перевірки придатності даних трьох методів для газоводневих сумішей було взято 52 зразки компонентного складу природного газу з відкритих даних газотранспортних компаній. [15-18] Для кожного зразка було згенеровано по 5 газоводневих сумішей, що відповідають концентраціям водню 2%, 5%, 10%, 15% та 20%. Зазвичай для розрахунків просто зменшують частку метану на відповідну частку доданого водню в суміші, однак в реальних процесах концентрація інших газів також змінюватиметься. Тому було проведено перерахунок концентрацій всіх газів при додаванні n% водню. Перерахунок було проведено наступним чином: спочатку було визначено, яку молярну частку водню необхідно додати до природного газу (сума молярних часток всіх компонентів якого становить 1), щоб отримати відповідну концентрацію водню. Після цього молярна частка кожного елемента компонентного складу була розділена на суму молярної частки природного газу та водню. Приклад для розрахунку частки компонентів у складі для 5% вмісту водню наведено у формулах 4 та 5.

$$x_{H_2} = \frac{0,05 \cdot \sum_{i=1}^n x_i}{0,95} \quad (4)$$

де  $x_{H_2}$  – частка водню;

$\sum x_i$  – сума молярних часток компонентів природного газу.

$$x_{i\_new} = \frac{x_i}{1 + x_{H_2}} \quad (5)$$

де  $x_{i\_new}$  – оновлена частка компонента з додаванням водню до суміші;

$x_i$  – молярна частка компонента природного газу до додавання водню до суміші.

В таблиці 4 представлено один з зразків природного газу та його газоводневі суміші.

Для всіх згенерованих газоводневих сумішей було також розраховано ФХП, такі як абсолютна та відносна густини, нижчі та вищі теплотворні здатності та числа Воббе (LHV, HHV,  $W_L$  та  $W_H$  відповідно). Результати розрахунку для вказаного зразка наведені у таблиці 5. Таким чином було отримано набір даних з 312 компонентних складів, для яких нижча теплота згоряння змінюється в межах від 6736 ккал/м<sup>3</sup> до 8800 ккал/м<sup>3</sup>, коли 6736 ккал/м<sup>3</sup> відповідає значенню 28,2 МДж/м<sup>3</sup>, що значно виходить за нижню границю

нижчої теплоти згоряння (32,66 МДж/м<sup>3</sup>), встановлену постановою № 2493 від 30.09.2015 р. Про затвердження Кодексу газотранспортної системи. [19]

Таблиця 4

**Зразок досліджуваного компонентного складу газоводневих сумішей**

Компонентний склад, % мол.												
C1	C2	C3	i-C4	n-C4	neo-C5	i-C5	n-C5	C6+	O <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>	CO <sub>2</sub>	H <sub>2</sub>
92,0327	4,1191	1,0207	0,1466	0,2331	0,0028	0,0626	0,051	0,0971	0,0052	1,0048	1,2243	0
90,192	4,0367	1,0003	0,1437	0,2284	0,0027	0,0613	0,050	0,0952	0,0051	0,9847	1,1998	2
87,431	3,9131	0,9697	0,1393	0,2214	0,0027	0,0595	0,0484	0,0922	0,0049	0,9546	1,1631	5
82,8294	3,7072	0,9186	0,1319	0,2098	0,0025	0,0563	0,0459	0,0874	0,0047	0,9043	1,1019	10
78,2278	3,5012	0,8676	0,1246	0,1981	0,0024	0,0532	0,0433	0,0825	0,0044	0,8541	1,0407	15
73,6262	3,2953	0,8166	0,1173	0,1865	0,0022	0,0501	0,0408	0,0777	0,0042	0,8038	0,9794	20

Таблиця 5

**Результати розрахунку ФХП зразку газоводневих сумішей при різних концентраціях водню**

Фізико-хімічні показники газу обчислені на основі компонентного складу, 101,325 кПа											
H <sub>2</sub> , %	ρ, кг/м <sup>3</sup>	ρ, в. о.	HHV		LHV		W <sub>H</sub>		W <sub>L</sub>		
			ккал/м <sup>3</sup>	МДж/м <sup>3</sup>	ккал/м <sup>3</sup>	МДж/м <sup>3</sup>	ккал/м <sup>3</sup>	МДж/м <sup>3</sup>	ккал/м <sup>3</sup>	МДж/м <sup>3</sup>	
0	0,736	0,611	9212,05	38,57	8319,46	34,83	11784,87	49,34	10642,99	44,56	
2	0,723	0,6	9088,47	38,05	8204,66	34,35	11731,41	49,12	10590,58	44,34	
5	0,703	0,584	8903,11	37,28	8032,46	33,63	11650,75	48,78	10511,41	44,01	
10	0,671	0,557	8594,18	35,98	7745,46	32,43	11516,37	48,22	10379,08	43,46	
15	0,638	0,53	8285,24	34,69	7458,47	31,23	11382,27	47,66	10246,44	42,9	
20	0,606	0,503	7976,31	33,4	7171,47	30,03	11248,75	47,1	10113,72	42,34	

Розрахунок коефіцієнтів стиснення було проведено за тиску 4,2 МПа та температури 20 °С відповідно до AGA8, NEW, (Г.1) COY 60.3-100 та (Г.2) COY 60.3-100. Залежність коефіцієнту стиснення від частки водню для вказаного зразка наведено на рисунку 1.

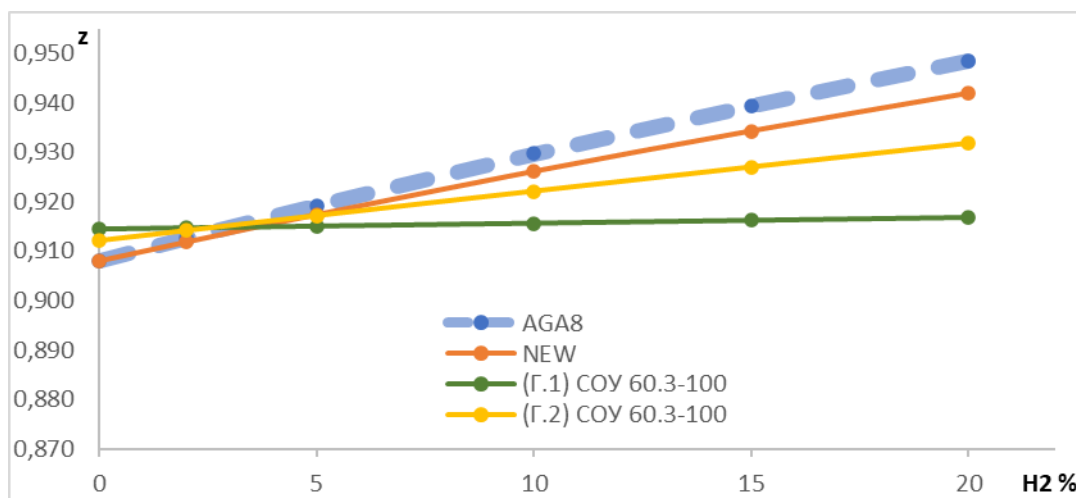


Рис. 1. Залежність коефіцієнту стиснення від концентрації водню

Характерною властивістю водню є те, що навіть за невеликих тисків його коефіцієнт стиснення більший за 1. Як видно з графіка, більші значення концентрації водню впливають на результуюче зростання коефіцієнту стиснення суміші за незмінних значень температури та тиску. Кожна із спрощених методик має більшу похибку за зростання концентрації водню відносно результатів розрахунку за AGA8. Похибка за додатком (Г.1) COY 60.3-100 становить для даного зразка 93,79%, за додатком (Г.2) COY 60.3-100 – 51,35%, а за удосконаленим методом Слободяна М. Б., названим у його дисертації як NEW – 16,5%.

На рисунку 2 наведено залежність коефіцієнту стиснення від нижчої теплоти згоряння сумішей всієї вибірки. Як і на рисунку 1, було отримано найбільші похибки результатів за методикою розрахунку лише за CO<sub>2</sub>, далі – методика розрахунку за густиною, і найточнішим з наведених спрощених методів був розроблений Слободяном М. Б. Похибка розрахованих коефіцієнтів стиснення для всієї вибірки становлять 109,2%, 48,2% та 9,22% відповідно.

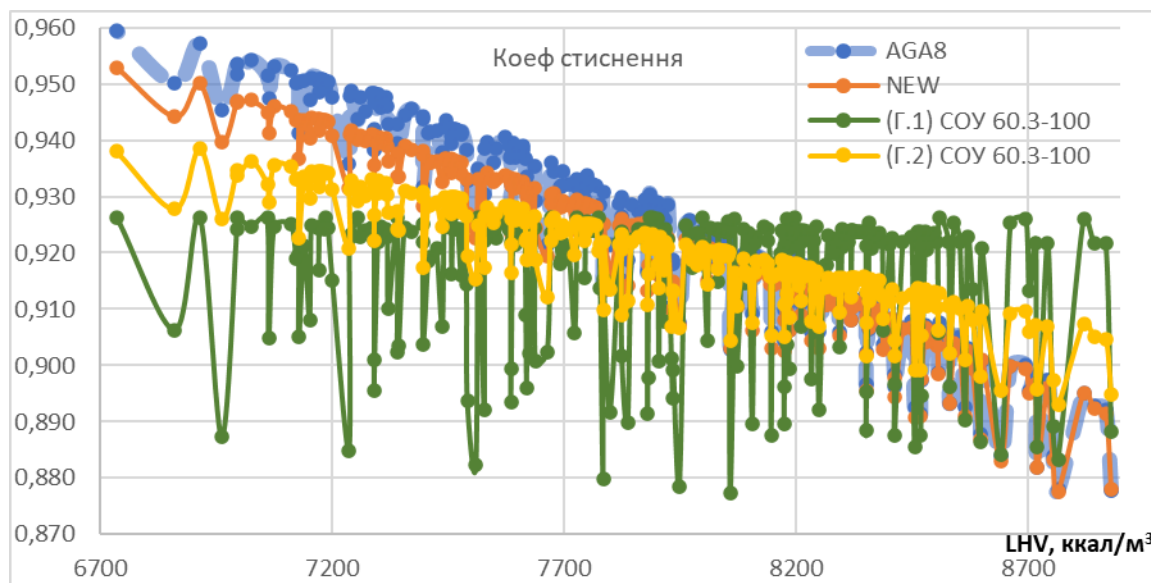


Рис. 2. Коефіцієнт стиснення як функція нижчої теплоти згоряння

Для кращого розуміння встановлених залежностей та їх візуалізації розіб'ємо графік з рисунку 3 на три умовні зони за нижчою теплою згоряння. На рисунку 3 відображено зону нижчої теплоти згоряння в межах від 6700 до 7500 ккал/м<sup>3</sup>. Особливістю даної зони є високий вміст водню (15%-20%), який корелює зі зростанням похибки. За різних компонентних складів природного газу та концентрації водню 20% було визначено, що для найточнішого спрощеного методу похибка становить 5,92%, а для найменш точного – 149,63%. За 15% вмісту H<sub>2</sub> – 4,88% та 140,93% відповідно.

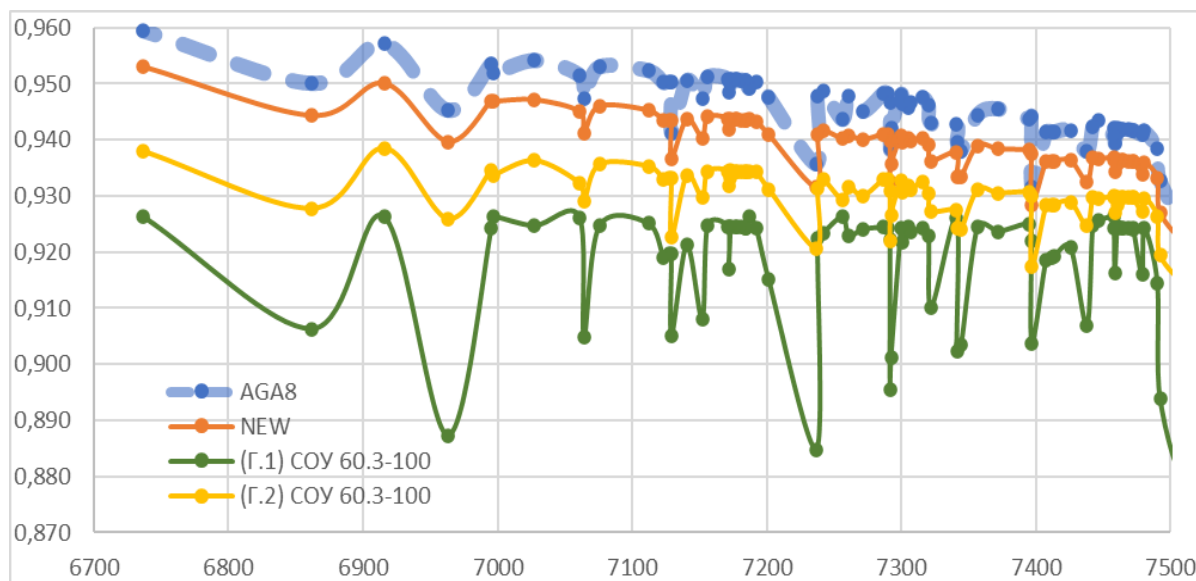


Рис. 3. Коефіцієнт стиснення як функція нижчої теплоти згоряння в діапазоні 6700 - 7500 ккал/м<sup>3</sup>

Зона 2 (див. рисунок 4) охоплює нижчу теплоту згоряння в межах 7500 – 8200 ккал/м<sup>3</sup> і відповідає, в основному, 5% - 15% вмісту водню у суміші. Варто відзначити, що для даної зони за певних діапазонів нижчої теплоти згоряння, методика розрахунку лише за густиною (Г.2) COY 60.3-100) відповідала найбільш наближеним до отриманих за AGA8 результатам. Для концентрації водню 10% така зона відповідає 8050 – 8250 ккал/м<sup>3</sup>, при 5% водню – від 8035 до 8210 ккал/м<sup>3</sup>. Таке ж явище присутнє за теплоти згоряння 8075 – 8185 ккал/м<sup>3</sup> та 2% вмісту водню.

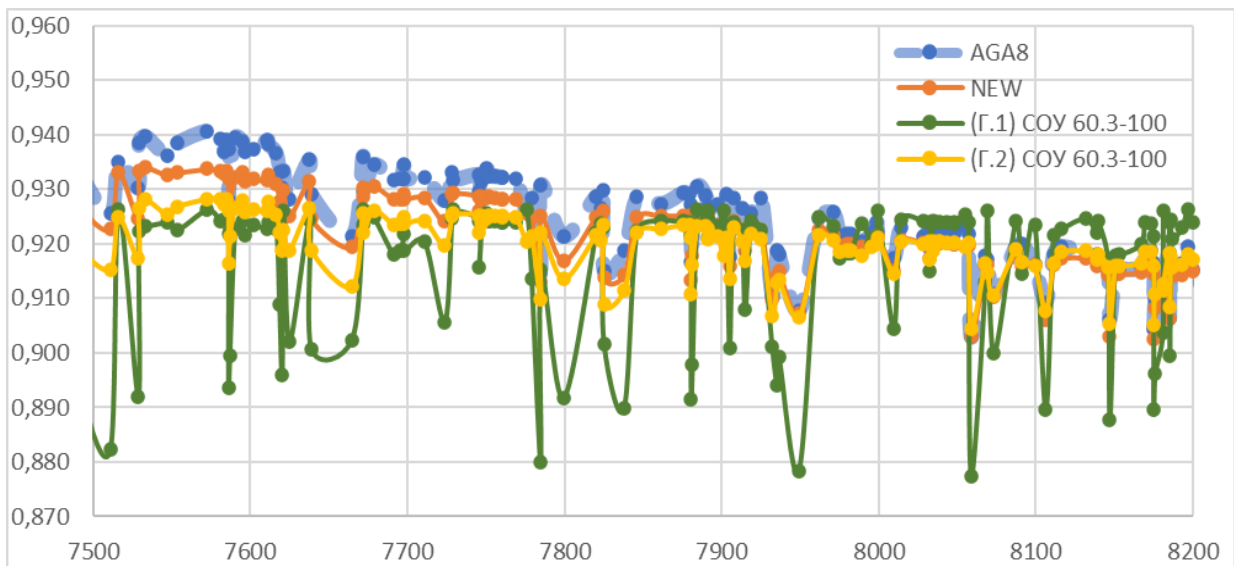


Рис. 4. Коефіцієнт стиснення як функція нижчої теплоти згоряння в діапазоні 7500 - 8200 ккал/м<sup>3</sup>

Зона 1 (див. рисунок 5) відповідає природному газу та сумішам з 2% водню та відповідає теплоті згоряння 8200 – 8900 ккал/м<sup>3</sup>. В цій зоні коефіцієнти стиснення, розраховані за методикою М. Б. Слободяна відтворюють з незначною похибкою результати розрахунків за AGA8. При 2% водню в суміші даний метод має 2,03% похибку, на відміну від 45,68% похибки при розрахунку за густиною та 121,07% при розрахунку за вмістом вуглекислого газу.

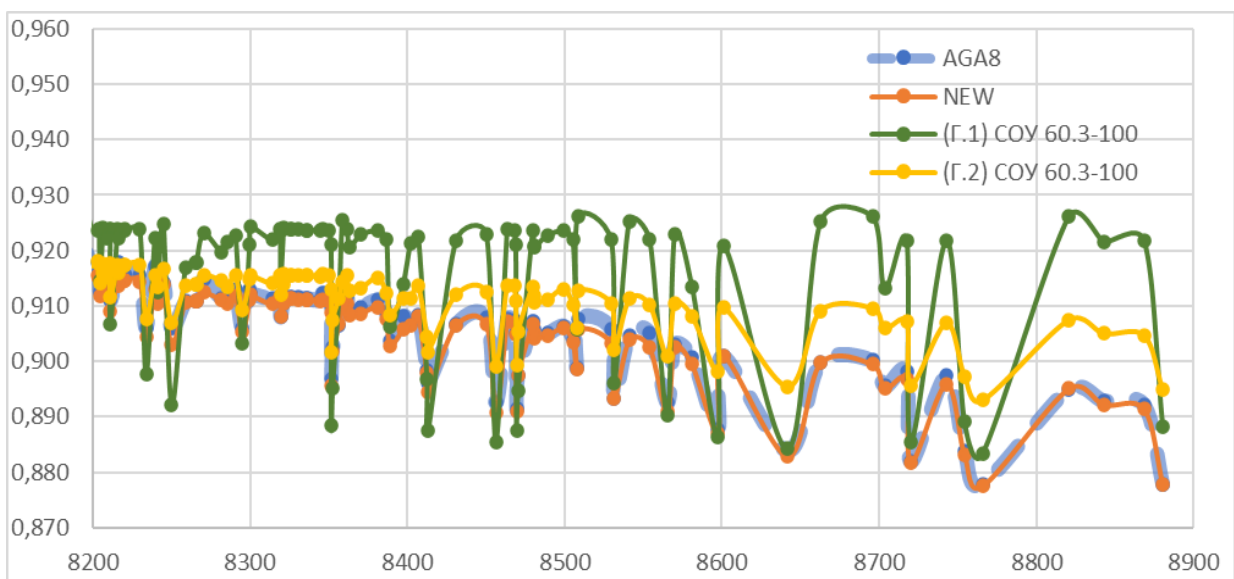


Рис. 5. Коефіцієнт стиснення як функція нижчої теплоти згоряння в діапазоні 8200 - 8900 ккал/м<sup>3</sup>

Похибки визначення коефіцієнтів стиснення різними методами для різних концентрацій водню наведені в таблиці 6.

Таблиця 6

**Похибки визначення коефіцієнтів стиснення газоводневих сумішей**

H <sub>2</sub> , %	δz (AGA8-NEW), %	δz (AGA8-(Г.2) COY 60.3-100), %	δz (AGA8-(Г.1) COY 60.3-100), %
0	1,8	46,88	118,28
2	2,03	45,68	121,07
5	2,72	43,86	125,35
10	3,83	40,75	132,87
15	4,88	38,64	140,93
20	5,92	36,93	149,63

Для конкретних концентрацій вмісту водню методика Слободяна М. Б. має похибки від 2 до 6%, однак, концентрація може дещо коливатися і також будуть ділянки, по яких постачатиметься лише природний газ до місць домішування водню. Відповідно, враховуючи діапазон зміни вмісту водню від 0 до 20% можливо досягнути похибки результатів 16% для деяких компонентних складів, як було описано для зразку суміші. Як показують результати, необхідно адаптувати дану методику для визначення коефіцієнтів стиснення газозводневих сумішей, ввівши також змінну, що відповідатиме за вміст водню.

Методика визначення коефіцієнтів за вмістом CO<sub>2</sub> показує надзвичайно великі відхилення від AGA8 і, відповідно, не рекомендується для застосування. Ця методика також має ряд обмежень по тиску, температурі, густині газу та вмісту діоксиду вуглецю. Зокрема, вона призначена для середніх тисків (до 1,2 МПа включно), температури від 0 до 30°C та густини газу в межах 0,66 – 0,7 кг/м<sup>3</sup> за стандартних умов. Щодо молярного вмісту CO<sub>2</sub> вона при концентрації 0 – 0,5%. Також, як видно з результатів, коефіцієнти апроксимації для природного газу не працюють для газозводневих сумішей.

Методика розрахунку лише за густиною має високу точність лишень за певних значень концентрації та відповідних діапазонів нижчої теплоти згоряння. Також при зростанні вмісту водню спостерігається падіння похибки даного методу. Можливо, за вищих концентрацій (понад 20%) дана методика буде доцільною для застосування, однак при концентраціях водню до 20% може бути використаною лише в обмежених випадках.

### Висновки з даного дослідження і перспективи подальших розвідок у даному напрямі

Точний облік витрати газозводневих сумішей є одним із пріоритетних інструментів досягнення декарбонізації секторів економіки та належного обліку енергоносіїв. Введення до природного газу водню у частках до 20% створює додаткові виклики в цьому напрямку. Відповідно, приведення витрати до нормальних умов потребує розрахунку коефіцієнту стиснення для газозводневих сумішей. Розрахунок даного коефіцієнта проводиться за точними, але водночас складними рівняннями стану, або за допомогою емпіричних та менш достовірних кореляційних методів.

У даній роботі було вперше проведено розрахунок коефіцієнтів стиснення для газозводневих сумішей з концентрацією водню до 20% за допомогою методів, наведених у додатку Г СОУ 60.3- 0019801-100:2012. Також було використано удосконалену методику розрахунку коефіцієнту стиснення для природного газу, описану Слободяном М. Б. Результати були порівнянні з розрахованими коефіцієнтами стиснення за рівняннями стану AGA8. Проведено аналіз, який показав:

- усі наведені кореляційні методи значно простіші у розрахунках, ніж рівняння стану AGA8, проте з введенням більших концентрацій водню видають значні відхилення результатів;
- методика з врахуванням лише вуглекислого газу, окрім температури та тиску, є найпростішою для розрахунків, однак має суттєві обмеження по тиску температурі, вмісту CO<sub>2</sub> та густині газу. Відповідно, вона не може охоплювати значні діапазони газозводневих сумішей, оскільки водень сильно знижує густину суміші та й коефіцієнт стиснення відіграє більшу роль при високих значеннях тиску. Також, похибки визначень коефіцієнту стиснення відносно AGA8 зростають при вищих концентраціях водню від 118,28% до 149,63%;
- Методика з врахуванням лише густини теж проста і не вимагає складних обчислень. Точність її краща, ніж в методиці з врахуванням CO<sub>2</sub>, і як показують результати, покращується зі зростанням вмісту водню – похибка зменшується від 46,88% до 36,93% при зміні концентрації водню від 0 до 20%. Потенційно, при вищому вмісті водню дана методика буде доцільною, однак не для вибраного діапазону концентрацій водню до 20%;
- Удосконалена методика Слободяна М. Б. показує найкращі результати, в порівнянні з іншими методиками (похибка 9,22% для всієї вибірки даних), однак вона і значно складніша для обчислень. Рівняння є поліноміальним рівнянням високих порядків, що може створювати додаткові похибки;
- Для кожного методу потрібно перерахувати коефіцієнти апроксимації, щоб вони відповідали газозводневим сумішам. Для методик визначення коефіцієнту стиснення за діоксином вуглецю та удосконаленого методу Слободяна М. Б. доцільним було б введення також змінних по водню, оскільки при значних концентраціях водню, їх вплив буде визначальним на структуру рівняння;
- Як описано у даній публікації, кожен зі спрощених методів має значні відхилення результатів від AGA8, тож потрібно провести удосконалення методик для газозводневих сумішей.

### Література

1. Bard, J., Gerhardt, N., Selzam, P. [et al.]. The limitations of hydrogen blending in the European gas grid: A study on the use, limitations and cost of hydrogen blending in the European gas grid at the transport and distribution level. Fraunhofer IEE. 2022.



2. Wang J., Huang Z., Fang Yu [et al.]. Combustion behaviors of a direct-injection engine operating on various fractions of natural gas-hydrogen blends. *International Journal of Hydrogen Energy*. №32. 2007. P. 3555-3564.
3. Schiro F., Stoppato A., Benato A. Modelling and analyzing the impact of hydrogen enriched natural gas on domestic gas boilers in a decarbonization perspective, *Carbon Resources Conversion*. №3. 2020. P. 122–129.
4. Dörr H., Kröger K., Graf F. [et al.]. Untersuchungen zur Einspeisung von Wasserstoff in ein Erdgasnetz, 2016.
5. Abbas, A.J.; Hassani, H.; Burby, M.; John, I.J. An Investigation into the Volumetric Flow Rate Requirement of Hydrogen Transportation in Existing Natural Gas Pipelines and Its Safety Implications. *Gases*. №1. 2021. P. 156–179. <https://doi.org/10.3390/gases1040013>
6. Farzaneh-Gord M., Rahbari H. R., Mohseni-Gharesafa B. [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*. Volume 202. 2021. ISSN 0920-4105, <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.108427>
7. Galyas A. B., Kis L., Tihanyi L. [et al.]. Effect of hydrogen blending on the energy capacity of natural gas transmission networks. *International Journal of Hydrogen Energy*, Volume 48, Issue 39. 2023, Pages 14795-14807, ISSN 0360-3199, <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.12.198>.
8. Muller-Syring G., Henel M., Koppel W. [et al.]. Management summary. Entwicklung von modularen Konzepten zur Erzeugung, Speicherung und Einspeisung von Wasserstoff und Methan ins Erdgasnetz. 2013. 350 p.
9. Dell'Isola M., Ficco G., Moretti L. [et al.]. Impact of hydrogen injection on thermophysical properties and measurement reliability in natural gas networks. *E3S Web Conf*. Volume 312. 2021. <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202131201004>.
10. Łach M. Dokładność wyznaczania współczynnika ściśliwości gazu z podwyższoną zawartością wodoru – porównanie metod obliczeniowych. *NG*, Volume72, Issue 5. 2016, Pages 329–338. <https://doi.org/10.18668/NG.2016.05.04>.
11. Schley P., Nguyen T.-T.-G., Span R. [et al.] Calculation of Compression Factors and Gas Law Deviation Factors Using the Modified SGERG-Equation SGERG-mod-H2. Technical Report PK 1-5-3, DVGW, 2021.
12. ДСТУ ISO 15112 Газ природний. Визначання енергії (EN ISO 15112:2018, IDT; ISO 15112:2018, IDT).
13. 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.
14. Слободян М. Б. Удосконалення методів прогнозування режимів роботи газопроводів на засадах ресурсозбереження. Дисертація на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук, спец. 05.15.13 – трубопровідний транспорт, нафтогазосховища. Івано-Франківськ, 2020. 204 с.
15. Паспорт фізико-хімічних показників природного газу № 461, 2022 [Електронний ресурс]. Режим доступу: <https://tsoua.com/wp-content/uploads/gas-quality/passports/2022/03/08%20ivano-frankivska/461.xlsx>.
16. Паспорт ФХП природного газу [Електронний ресурс]. Режим доступу: <https://gaz.kherson.ua/?cat=30>
17. 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>
18. Якість газу у грудні 2019 року по регіонах України, АТ «Укртрансгаз», 2020. [Електронний ресурс]. Режим доступу: <http://utg.ua/utg/media/news/2020/01/gq-2019-12.html>
19. Про затвердження Кодексу газотранспортної системи: Постанова Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг від 30.09.2015р. № 2493 [Електронний ресурс]. Режим доступу: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z1378-15#Text>.

## References

1. Bard, J., Gerhardt, N., Selzam, P. [et al.]. The limitations of hydrogen blending in the European gas grid: A study on the use, limitations and cost of hydrogen blending in the European gas grid at the transport and distribution level. *Fraunhofer IEE*. 2022.
2. Wang J., Huang Z., Fang Yu [et al.]. Combustion behaviors of a direct-injection engine operating on various fractions of natural gas-hydrogen blends. *International Journal of Hydrogen Energy*. №32. 2007. P. 3555-3564.
3. Schiro F., Stoppato A., Benato A. Modelling and analyzing the impact of hydrogen enriched natural gas on domestic gas boilers in a decarbonization perspective, *Carbon Resources Conversion*. №3. 2020. P. 122–129.
4. Dörr H., Kröger K., Graf F. [et al.]. Untersuchungen zur Einspeisung von Wasserstoff in ein Erdgasnetz, 2016.
5. Abbas, A.J.; Hassani, H.; Burby, M.; John, I.J. An Investigation into the Volumetric Flow Rate Requirement of Hydrogen Transportation in Existing Natural Gas Pipelines and Its Safety Implications. *Gases*. №1. 2021. P. 156–179. <https://doi.org/10.3390/gases1040013>.

6. Farzaneh-Gord M., Rahbari H. R., Mohseni-Ghahesafa B. [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. Volume 202. 2021. ISSN 0920-4105, <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.108427>.
7. Galyas A. B., Kis L., Tihanyi L. [et al.]. Effect of hydrogen blending on the energy capacity of natural gas transmission networks. International Journal of Hydrogen Energy, Volume 48, Issue 39. 2023, Pages 14795-14807, ISSN 0360-3199, <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.12.198>.
8. Muller-Syring G., Henel M., Koppel W. [et al.]. Management summary. Entwicklung von modularen Konzepten zur Erzeugung, Speicherung und Einspeisung von Wasserstoff und Methan ins Erdgasnetz. 2013. 350 p.
9. Dell'Isola M., Ficco G., Moretti L. [et al.]. Impact of hydrogen injection on thermophysical properties and measurement reliability in natural gas networks. E3S Web Conf. Volume 312. 2021. <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202131201004>.
10. Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy, M. Łach. Dokładność wyznaczania współczynnika ściśliwości gazu z podwyższoną zawartością wodoru – porównanie metod obliczeniowych, NG, Volume 72, Issue 5, 2016, Pages 329–338. <https://doi.org/10.18668/NG.2016.05.04>.
11. Schley P., Nguyen T.-T.-G., Span R. [et al.]. Calculation of Compression Factors and Gas Law Deviation Factors Using the Modified SGERG-Equation SGERG-mod-H2. Technical Report PK 1-5-3, DVGW, 2021.
12. DSTU ISO 15112 Haz przyrodny. Vyznachannia enerhii (EN ISO 15112:2018, IDT; ISO 15112:2018, IDT).
13. SOU 60.3-30019801-100:2012 Haz przyrodny horiuchy. Vyznachennia obsiahiv vytrat przyrodnoho hazu na vyrobnycho-tekhnolohichni potreby pid chas yoho transportuvannia hazotransportnoiu systemoiu ta ekspluatatsii pidzemnykh skhovyshch hazu. Poriadok rozrakhunku.
14. Slobodian M. B. Udoshkonalennia metodiv prohnozuvannia rehymiv roboty hazoprovodiv na zasadakh resursozberezhennia. Dysertatsiia na zdobuttia naukovooho stupenia kandydata tekhnichnykh nauk, spets. 05.15.13 – truboprovodnyi transport, naftohazoskhovyshcha. Ivano-Frankivsk, 2020. 204 s.
15. Pasport fizyko-khimichnykh pokaznykiv przyrodnoho hazu № 461, 2022 [Elektronnyi resurs]. Rezhym dostupu: <https://tsoua.com/wp-content/uploads/gas-quality/passports/2022/03/08%20ivano-frankivska/461.xlsx>.
16. Pasport FKHP przyrodnoho hazu [Elektronnyi resurs]. Rezhym dostupu: <https://gaz.kherson.ua/?cat=30>.
17. Operatyvni dani operatora HTS (HDP, VBH) pro chyselni znachennia FKHP przyrodnoho hazu v tochkakh yoho nadkhodzhennia do HRM [Elektronnyi resurs]. Rezhym dostupu: <https://www.chergas.ck.ua/spozhivacham/yakist-gazu-vid>.
18. Yakist hazu u hrudni 2019 roku po rehionakh Ukrainy, AT «Ukrtranshaz», 2020. [Elektronnyi resurs]. Rezhym dostupu: <http://utg.ua/utg/media/news/2020/01/gq-2019-12.html>.
19. Pro zatverdzhennia Kodeksu hazotransportnoi systemy: Postanova Natsionalnoi komisii, shcho zdiisniuie derzhavne rehuliuivannia u sferakh enerhetyky ta komunalnykh posluh vid 30.09.2015r. № 2493 [Elektronnyi resurs]. Rezhym dostupu: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z1378-15#Text>