

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ІВАНО-ФРАНКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ
УНІВЕРСИТЕТ НАФТИ І ГАЗУ

Кваліфікаційна наукова
праця на правах рукопису

СОРОКА НАЗАРІЙ-АНДРІЙ ЮРІЙОВИЧ

УДК 662.769.2:620.92

**ДИСЕРТАЦІЯ
ІНФОРМАЦІЙНО-ВИМІРЮВАЛЬНЕ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ РОБІТ
ПОВ'ЯЗАНИХ З ДЕКАРБОНІЗАЦІЄЮ ПОСТАЧАННЯ ПРИРОДНОГО
ГАЗУ**

Спеціальність 152 – «Метрологія та інформаційно-вимірвальна техніка»
Галузь знань 15 – «Автоматизація та приладобудування»

Подається на здобуття наукового ступеня доктора філософії

Дисертація містить результати власних досліджень. Використання ідей,
результатів і текстів інших авторів мають посилання на відповідне джерело

Сорока Н.-А.Ю.

Науковий керівник:
доктор технічних наук, професор
Райтер Петро Миколайович

ІВАНО-ФРАНКІВСЬК – 2024

АНОТАЦІЯ

Сорока Н.-А. Ю. Інформаційно-вимірвальне забезпечення робіт пов'язаних з декарбонізацією постачання природного газу. – Кваліфікаційна наукова праця на правах рукопису.

Дисертація на здобуття наукового ступеня доктора філософії за спеціальністю 152 – метрологія та інформаційно-вимірвальна техніка, – Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, м. Івано-Франківськ.

Об'єктом досліджень є процес вимірювання об'єму газоводневих сумішей для декарбонізації постачання природного газу.

Предметом дослідження є метод визначення об'єму газоводневої суміші, що враховує залежність коефіцієнта стиснення суміші від вмісту водню, і застосовується для реалізації дій з декарбонізації природного газу.

У дисертаційній роботі вирішена науково-практична задача, що пов'язана із необхідністю точного визначення реального об'єму газоводневої суміші шляхом врахування зміни коефіцієнту стиснення, зумовленої зміною компонентного складу природного газу та частки водню у складі суміші.

У вступі обґрунтовано актуальність задач дослідження, наведена наукова новизна та сформульоване практичне значення отриманих результатів.

У першому розділі наведено ключові документи правового регулювання енергетичного переходу, що вказують на подальші вектори руху держав Європейського Союзу та України задля сталого розвитку суспільства. Відповідно, правове поле створює всі необхідні умови для швидкого розвитку та масштабування відновлюваних джерел енергії та декарбонізації існуючих паливних ресурсів, підвищення енергоефективності, введення принципів кругової економіки тощо задля покращення якості життя громадян та досягнення кліматичних цілей.

Виконано огляд світового нормативного забезпечення, що охоплює всі ланки створення доданої вартості в процесі декарбонізації на базі водневих технологій, а саме виробництво, зберігання, транспортування та споживання водню та його сумішей. Додатково вказано стандарти, що стосуються безпечної експлуатації водневих технологій. Оскільки фізико-хімічні властивості водню значно відрізняються від широко вживаного природного газу, виникає ряд чинників, що унеможлиблює експлуатацію наявної газотранспортної інфраструктури для чистого водню.

Таким чином, використання газоводневих сумішей з концентрацією водню до 20% є проміжним і компромісним рішенням, що дозволяє забезпечити за таких умов декарбонізацію постачання природного газу. У зв'язку з цим було виконано огляд діючих стандартів використання природного газу, у яких вже наявні зміни щодо використання сумішей природного газу з воднем, або ведеться робота технічних комітетів у цьому напрямку. Особлива увага приділена стандартам щодо обліку водню та газоводневих сумішей, оскільки точний облік газоводневих сумішей необхідний для фіскальних операцій і, відповідно, розвитку ринку водню в умовах декарбонізації використання природного газу.

У другому розділі виконано теоретичний аналіз придатності існуючого інформаційно-вимірювального забезпечення для виконання обліку об'єму і витрати водню та газоводневих сумішей. Аналіз виконаний за даними виробників та постачальників засобів вимірювальної техніки. Різні типи лічильників можуть краще себе проявляти за конкретних експлуатаційних умов, тому було розглянуто, які типи лічильників можуть знайти потенційне застосування у житловому, громадському, транспортному секторі чи промисловості для обліку об'єму та витрати водню чи газоводневих сумішей.

Визначено основні виклики, пов'язані з обліком водню та газоводневих сумішей та визначено, які з цих викликів більш визначальні для конкретних

типів лічильників. Наведено моделі уже наявних на ринку лічильників, які придатні для вимірювання водню чи газоводневих сумішей, з аналізом їх основних метрологічних характеристик. Оскільки методи сертифікації ЗВТ для водню ще знаходяться на стадії розробки, лічильники повинні відповідати чинним стандартам та директивам, розроблених для природного газу. Тому питання відповідності лічильників вимогам цих документів також було опрацьовано.

У третьому розділі виконано дослідження кореляційних методів визначення коефіцієнту стиснення газоводневих сумішей з вмістом водню до 20% за об'ємом. Поведінка реального газу відрізняється від моделі поведінки ідеального газу, яка не враховує взаємодію між молекулами, і це безпосередньо впливає на реальний об'єм газу. За атмосферного тиску вказана різниця є незначною, однак за високих тисків чи низьких температур, похибка облікованого газу може сягати сотень відсотків. Коефіцієнт стиснення, власне, характеризує відмінність між ідеальним та реальним газом і повинен враховуватися для точного визначення реального об'єму газу за заданих температури та тиску.

Водень є газом з найменшою густиною, з, приблизно, втричі меншим значенням теплоти згоряння в порівнянні з природним газом. Відповідно, додавання цього елемента до природного газу змінюватиме фізико-хімічні показники суміші, що безпосередньо вплине на значення коефіцієнту стиснення. Виконано розрахунки для газоводневих сумішей за рівнянням стану AGA8 та за кореляційними методами, зокрема описаними у додатку Г СОУ 60.3-100:2012, які враховують лише вміст діоксиду вуглецю або лише відносну густину суміші газів. Після цього було проведено удосконалення математичної моделі визначення коефіцієнтів стиснення шляхом врахування вмісту водню у відповідних рівняннях. Відповідно за допомогою регресійного аналізу, було

визначено коефіцієнт при змінній по вмісту водню та коефіцієнт зміщення, які необхідно також додати у існуючі рівняння.

Альтернативним рішенням було запропоновано застосування алгоритмів штучної нейронної мережі для розрахунку коефіцієнтів стиснення газоводневих сумішей. З цією метою було створено та натреновано штучну нейронну мережу прямого поширення зі зворотнім поширенням похибки. Конфігурація цієї мережі наступна: шар вхідних нейронів, який сприймає значення вмісту CO_2 , H_2 , значення температури та надлишкового тиску газоводневої суміші; один прихований шар, що містить 5 нейронів; шар вихідних значень, що містить один нейрон генерування вихідного значення коефіцієнтів стиснення. Після проведення розрахунків на відмінних від тренувального набору даних значеннях, було виконано порівняння результатів модифікованих рівнянь та штучної нейронної мережі. Аналіз характеру відхилень і порівняння результатів визначення коефіцієнтів стиснення на базі ШНМ показав доцільність їх практичного застосування для визначення коефіцієнта стиснення в задачах декарбонізації постачання природного газу.

У четвертому розділі проведено розрахунок реального об'єму газу, приведенного до стандартних умов (0,101325 МПа; 20°C) з врахуванням коефіцієнтів стиснення, що визначені за розробленим методом і розраховані за наявними рівняннями відповідно до СОУ 60.3-100:2012, а також з використанням модифікованих рівнянь та алгоритмів визначення коефіцієнтів стиснення суміші на базі штучної нейронної мережі. На основі цих розрахунків розроблено програмний код для визначення коефіцієнта стиснення газоводневих сумішей та визначення реального об'єму газоводневої суміші за стандартних умов.

Ключові слова: газоводнева суміш, водень, об'єм, лічильник, коефіцієнт стиснення, нормативне забезпечення, декарбонізація.

СПИСОК ПУБЛІКАЦІЙ ЗДОБУВАЧА

Наукові праці, в яких опубліковано основні наукові результати дисертації:

1. Сорока Н.-А., Карпаш М. Огляд проблем нормативного забезпечення використання водню та газоводневих сумішей в промисловості / *Modern Engineering and Innovative Technologies*, № 1(24-01), 2022. с. 11–27. <https://doi.org/10.30890/2567-5273.2022-24-01-019>.

Особистий внесок здобувача:

- проведено аналіз нормативного забезпечення вимірювань об'єму та витрати, транспортування та зберігання природного газу на предмет визначення придатності нормативного забезпечення та існуючих інформаційно-вимірювальних технологій для визначення об'єму потоку суміші природного газу та водню.

Внесок автора Карпаш М. О.:

- аналіз ключових документів правового регулювання енергетичного переходу країн Європейського Союзу та України.

2. Soroka, N.-A., Karpash, M. Investigation of metering technologies suitability for hydrogen and hydrogen-natural gas blends accounting. *Systems, Decision and Control in Energy VI*.

3. Сорока Н.-А. Ю., Карпаш М. О., Цих В. С. Оцінювання можливості застосування ультразвукових витратомірів для фіксації витрати газоводневих сумішей / *Методи та прилади контролю якості*, №2 (51) , 2023. С 39-49. DOI: [https://doi.org/10.31471/1993-9981-2023-2\(51\)-39-49](https://doi.org/10.31471/1993-9981-2023-2(51)-39-49)

Особистий внесок здобувача:

- проведено аналіз ультразвукових лічильників та витратомірів на придатність для обліку об'єму та витрати чистого водню чи сумішей природного газу і водню.

Внесок автора Карпаш М. О.:

- аналіз сучасних закордонних і українських публікацій.

Внесок автора Цих В. С.:

- аналіз потенціалу відновлюваних джерел енергії для виробництва «зеленого» водню.

4. Сорока Н.-А. Ю., Карпаш М. О. Дослідження придатності кореляційних методів визначення коефіцієнту стиснення газоводневих сумішей / *Вимірювальна та обчислювальна техніка в технологічних процесах*, № 4, 2023. С. 111-120. DOI: <https://doi.org/10.31891/2219-9365-2023-76-14>

Особистий внесок здобувача:

- обґрунтовано необхідність для завдань вимірювання об'єму урахування залежності зміни коефіцієнта стиснення суміші водню з природним газом від значень об'єму водню в діапазоні від 0 до 20% об'єму суміші.

Внесок автора Карпаш М. О.:

- аналіз сучасних закордонних і українських публікацій, формулювання завдань досліджень.

5. Сорока Н.-А. Ю., Райтер П. М. Метод визначення коефіцієнта стиснення газоводневої суміші з використанням регресійного рівняння та алгоритму штучної нейронної мережі / *Вісник Вінницького політехнічного інституту*, №3, 2024. С. 6-13. <https://doi.org/10.31891/2219-9365-2023-76-14>

Особистий внесок здобувача:

- удосконалено математичну модель методу визначення об'єму газоводневої суміші, врахувавши емпірично визначену залежність зміни коефіцієнта стиснення газоводневої суміші від різних співвідношень природного газу та водню;

- розроблено методику застосування алгоритмів штучної нейронної мережі для створення ШНМ, яка генерує на виході значення коефіцієнта стиснення;

- розроблено ШНМ для визначення коефіцієнта стиснення суміші із об'ємним вмістом водню від 0 до 20 %.

Внесок автора Райтер П. М.:

- обґрунтування актуальності та формулювання завдань досліджень, коригування висновків за результатами досліджень.

Тези наукових конференцій:

6. Карпаш М. О., Сорока Н.-А. Ю. Міжнародний досвід ініціювання переходу до водневої економіки. Нафтогазова енергетика 2021: міжнар. конф., Івано-Франківськ, 21-24 вересня 2021 р.: зб. тез доп. Івано-Франківськ, 2021. С. 198-199

7. Сорока Н.-А. Ю., Карпаш М. О. Основи реалізації інформаційно-вимірювальних робіт в процесах декарбонізації постачання природного газу. Інформаційні технології в освіті, техніці та промисловості 2021: всеукр. науково-практична конф. молодих учених і студентів, Івано-Франківськ, 7 жовтня 2021 р.: зб. тез доп. Івано-Франківськ, 2021. С. 96-97

8. Сорока Н.-А. Ю. Концептуальні проблеми енергетичного переходу на водневу економіку. Концептуальні проблеми розвитку сучасної гуманітарної та прикладної науки. Післявоєнна відбудова України: матеріали VII Міжнародного науково-практичного симпозиуму (м. Івано-Франківськ, 25 травня 2023 року). Івано-Франківськ. Редакційно-видавничий відділ ЗВО «Університет Короля Данила». 2023. С. 189-190

9. Яворський А.В., Карпаш М.О., Сорока Н.-А.Ю. Створення основи водневого енергетичного переходу для досягнення кліматичної нейтральності карпатського регіону. Нафтогазова енергетика 2023: міжнар. наук. форум., Івано-Франківськ, 12-14 жовтня 2023 р.: зб. тез доп. Івано-Франківськ, 2023. С. 207-209.

10. Карпаш М.О., Яворський А.В., Сорока Н.-А.Ю. Перспективи створення водневих хабів у Івано-Франківській області. Енергетичний менеджмент: стан та перспективи розвитку – PEMS' 2023: міжнар. наук.-техн. конф., Київ, 22-24 листопада 2023 р.:зб. матеріалів конф. Київ, 2023. С. 83-84.

ABSTRACT

Soroka N.-A. Yu. Information and measurement provision for works related to decarbonization of natural gas supply. – Qualifying scientific work on manuscript rights.

Dissertation for obtaining a PhD degree in specialty 152 – metrology and information and measurement technology, Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas, Ivano-Frankivsk.

The object of research is the process of measuring the volume of natural gas-hydrogen blends for decarbonization of natural gas supply.

The subject of research is the method of determining the volume of a natural gas-hydrogen blend based on the dependence between the compressibility factor of the blend on the hydrogen content and is used to implement actions to decarbonize natural gas supply.

The dissertation solves a scientific and practical problem related to the need to accurately determine the real volume of the natural gas-hydrogen blend by taking into account changes in the compressibility factor caused by changes in the component composition of natural gas and the proportion of hydrogen in the mixture.

The introduction substantiates the relevance of the research objectives, presents the scientific novelty, and formulates the practical significance of the obtained results.

In the first chapter, the key documents of the legal regulation of the energy transition are presented, which indicate the further development vectors of the European Union and Ukraine for the sustainable development of society. Accordingly, the legal framework creates all the necessary conditions for the rapid development and scaling of renewable energy sources, increasing energy efficiency, introducing the principles of circular economy, etc. in order to improve the quality of life of citizens and achieve climate goals.

A review of global regulatory framework covering all hydrogen value chain components (production, storage, transportation and consumption of this fuel) was carried out. In addition, the standards related to the safe operation of hydrogen technologies are specified. Since the physical and chemical properties of hydrogen are significantly different from widely used natural gas, a number of factors arise that make the existing natural gas delivery infrastructure unsuitable for pure hydrogen.

Thus, the use of natural gas-hydrogen blends with a hydrogen concentration of up to 20% is an intermediate and compromise solution that enables the natural gas supply decarbonization under such conditions. In this regard, a review of existing standards for the use of natural gas was carried out, which already contain changes regarding the use of mixtures of natural gas and hydrogen, or technical committees are working in this direction. Particular attention is paid to the availability of standards for the accounting of hydrogen and natural gas-hydrogen blends, since accurate accounting of natural gas-hydrogen blends is necessary for fiscal operations and, accordingly, the development of the hydrogen market in the context of decarbonization of natural gas use.

In the second chapter, a theoretical analysis of the suitability of the existing information and measurement support for accounting for hydrogen and natural gas-hydrogen blends is carried out, based on the data of manufacturers and suppliers of measuring equipment. Different types of meters may perform better under specific operating conditions, so it was considered which types of meters could potentially be used in the residential, public, transport, or industrial sectors to account for the volume and consumption of hydrogen or natural gas-hydrogen blends.

The main challenges related to the metering of hydrogen and natural gas-hydrogen blends are identified and it is determined which of these challenges are more crucial for specific types of meters. Models of meters already available on the market that are suitable for measuring hydrogen or natural gas-hydrogen blends are presented, with an analysis of their main metrological characteristics. Since the

measuring equipment certification methods for hydrogen are still under development, the meters must comply with the current standards and directives developed for natural gas. Therefore, the issue of compliance of meters with the requirements of these documents was also studied.

In the third chapter, correlation methods for determining the compressibility factor of natural gas-hydrogen blends with hydrogen content up to 20% by volume were investigated. The behavior of a real gas differs from the model of the behavior of an ideal gas, which does not take into account the interaction between molecules, and this directly affects the real gas volume. At atmospheric pressure, this difference is insignificant, but at high pressures or low temperatures, the error of the metered gas can reach hundreds of percent. The compressibility factor, in fact, characterizes the difference between an ideal and a real gas and must be taken into account to accurately determine the real volume of a gas at a given temperature and pressure.

Hydrogen is the gas with the lowest density, with approximately three times lower calorific value compared to natural gas. Accordingly, the addition of this element to natural gas will change the physical and chemical properties of the mixture, which will directly affect the value of the compressibility factor. Calculations for natural gas-hydrogen blends were performed according to the AGA8 equation of state and correlation methods, in particular those described in Appendix G of SOU 60.3-100:2012, which take into account only the carbon dioxide content or the relative density of the gas mixture. The mathematical model for determining the compressibility factor was improved by taking into account the hydrogen content variable in the relevant equations. Accordingly, using regression analysis, a coefficient for the hydrogen content variable and a bias coefficient were determined, which should also be added to the existing equations.

As an alternative solution, it was proposed to use artificial neural network algorithms to calculate the compressibility factor of natural gas-hydrogen blends. For this purpose, a feed-forward back propagation artificial neural network was created

and trained. The configuration of this network is as follows: a layer of input neurons that perceives the values of CO₂, H₂, temperature, and overpressure of the gas-hydrogen mixture; one hidden layer containing 5 neurons; an output layer containing one neuron for generating the output value of the compressibility factor. After performing calculations on values different from the training data set, the results of the modified equations and the artificial neural network were compared. The analysis of the nature of the deviations and comparison of the results of determining the compressibility factor based on the ANN showed the feasibility of their practical application for determining the compressibility factor in the tasks of decarbonizing natural gas supply.

In the fourth section, the calculation of the real volume of gas at standard conditions (0.101325 MPa; 20°C) was carried out, taking into account the compressibility factor calculated using existing methods in accordance with SOU 60.3-100:2012, modified equations, and artificial neural network algorithm. Based on these calculations, a code was developed to calculate compressibility factor and to determine the real volume of the natural gas-hydrogen blend at standard temperature and pressure.

Key words: hydrogen, natural gas-hydrogen blend, volume, meter, compressibility factor, regulatory framework, decarbonization.

LIST OF PUBLICATIONS ON THE SUBJECT OF THE DISSERTATION

Scientific papers, in which the main scientific results of the dissertation are published:

1. Soroka N.-A., Karpash M. Ohliad problem normatyvnoho zabezpechennia vykorystannia vodniu ta hazovodnevykh sumishei v promyslovosti / *Modern Engineering and Innovative Technologies*, № 1(24-01), 2022. p. 11–27. <https://doi.org/10.30890/2567-5273.2022-24-01-019>.

Personal contribution:

- analysis of the regulatory framework for measuring the volume and flow of natural gas to determine the suitability of existing regulatory framework, information and measurement technologies for determining the flow volume of a natural gas-hydrogen blends.

Karpash M. O. contribution:

- analysis of key documents of legal regulation of energy transition of the European Union and Ukraine.

2. Soroka, N.-A., Karpash, M. Investigation of metering technologies suitability for hydrogen and hydrogen-natural gas blends accounting. *Systems, Decision and Control in Energy VI*.

3. Soroka N.-A. Yu., Karpash M. O., Tsykh V. S. Otsiniuvannia mozhyvosti zastosuvannia ultrazvukovykh vytratimiriv dlia fiksatsii vytraty hazovodnevykh sumishei / *Metody ta prylady kontroliu yakosti*, №2 (51) , 2023. p. 39-49. DOI: 10.31471/1993-9981-2023-2(51)-39-49

Personal contribution:

- analysis of ultrasonic meters and flow meters for their suitability for the volume and flow metering of pure hydrogen or natural gas-hydrogen blends.

Karpash M. O. contribution:

- analysis of modern foreign and Ukrainian publications.

Tsykh V. S. contribution:

- analysis of the potential of renewable energy sources for the production of "green" hydrogen..

4. Soroka N.-A. Yu., Karpash M. O. Doslidzhennia prydatnosti koreliatsiinykh metodiv vyznachennia koefitsiientu stysnennia hazovodnevykh sumishei. / *Vymiriuvalna ta obchysliuvalna tekhnika v tekhnolohichnykh protsesakh*, № 4, 2023. p. 111-120. DOI: <https://doi.org/10.31891/2219-9365-2023-76-14>.

Personal contribution:

- the necessity to take into account the dependence of the change in the compressibility factor of a hydrogen and natural gas mixtures on the values of hydrogen volumetric content in the range from 0 to 20% for volume measurement tasks is substantiated.

Karpash M. O. contribution:

- analysis of modern foreign and Ukrainian publications, formulation of research objectives.

5. Soroka N.-A. Yu., Raiter P. M. Metod vyznachennia koefitsiienta stysnennia hazovodnevoi sumishi z vykorystanniam rehresiinoho rivniannia ta alhorytmu shtuchoi neuronnoi merezhi / *Visnyk Vinnytskoho politekhnichnoho instytutu*, №3, 2024.

Personal contribution:

- the mathematical model of the method for determining the volume of a natural gas-hydrogen blend was improved, taking into account the empirically determined dependence of the change in the compressibility factor of a natural gas-hydrogen mixture on different ratios of natural gas and hydrogen;

- developed a methodology for applying artificial neural network algorithms to create an ANN that generates the output value of the compressibility factor;

- an ANN was developed to determine the compressibility factor of a blend with hydrogen volumetric content up to 20 %.

Raiter P. M. contribution:

- substantiating the relevance and formulation of research objectives, adjusting conclusions based on research results.

Proceedings of scientific conferences:

6. Karpash M. O., Soroka N.-A. Yu. Mizhnarodnyi dosvid initsiiuvannia perekhodu do vodnevoi ekonomiky. Naftohazova enerhetyka 2021: mizhnar. konf., Ivano-Frankivsk, 21-24 veresnia 2021 r.: zb. tez dop. Ivano-Frankivsk, 2021. S. 198-199

7. Soroka N.-A. Yu., Karpash M. O. Osnovy realizatsii informatsiino-vymiriuvalnykh robit v protsesakh dekarbonizatsii postachannia pryrodnoho hazu. Informatsiini tekhnolohii v osviti, tekhnitsi ta promyslovosti 2021: vseukr. naukovo-praktychna konf. molodykh uchenykh i studentiv, Ivano-Frankivsk, 7 zhovtnia 2021 r.: zb. tez dop. Ivano-Frankivsk, 2021. S. 96-97

8. Soroka N.-A. Yu. Kontseptualni problemy enerhetychnoho perekhodu na vodnevu ekonomiku. Kontseptualni problemy rozvytku suchasnoi humanitarnoi ta prykladnoi nauky. Pisliavoienna vidbudova Ukrainy: materialy VII Mizhnarodnoho naukovo-praktychnoho sympoziumu (m. Ivano-Frankivsk, 25 travnia 2023 roku). Ivano-Frankivsk. Redaktsiino-vydavnychiy viddil ZVO «Universytet Korolia Danyla». 2023. S. 189-190

9. Yavorskyi A.V., Karpash M.O., Soroka N.-A.Iu. Stvorennia osnovy vodnevoho enerhetychnoho perekhodu dlia dosiahnennia klimatychnoi neitralnosti karpatskoho rehionu. Naftohazova enerhetyka 2023: mizhnar. nauk. forum., Ivano-Frankivsk, 12-14 zhovtnia 2023 r.: zb. tez dop. Ivano-Frankivsk, 2023. S. 207-209.

10. Karpash M.O., Yavorskyi A.V., Soroka N.-A.Iu. Perspektyvy stvorennia vodnevyykh khabiv u Ivano-Frankivskii oblasti. Enerhetychnyi menedzhment: stan ta perspektyvy rozvytku – PEMS 2023: mizhnar. nauk.-tekhn. konf., Kyiv, 22-24 lystopada 2023 r.:zb. materialiv konf. Kyiv, 2023. S. 83-84.

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ ТА СКОРОЧЕНЬ.....	19
ВСТУП.....	20
РОЗДІЛ 1 АНАЛІЗ НОРМАТИВНОГО ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ЩОДО ВИКОРИСТАННЯ ВОДНЮ ТА ГАЗОВОДНЕВИХ СУМІШЕЙ	25
1.1 Правове регулювання енергетичного переходу.....	25
1.2 Огляд водневого нормативного забезпечення та нормативного забезпечення систем природного газу адаптованого до застосування газоводневих сумішей.....	30
1.2.1 Стандарти, що регламентують виробництво водню	32
1.2.2 Стандарти щодо властивостей водню, номенклатури та загального дизайну водневих систем	34
1.2.3 Водневі стандарти щодо безпечної експлуатації водню.....	34
1.2.4 Стандарти, що регламентують зберігання водню	35
1.2.5 Стандарти, що регламентують транспортування водню трубопроводами.....	35
1.2.6 Стандарти, що регламентують водневий транспорт та його заправну інфраструктуру	36
1.2.7 Стандарти, що регламентують побутові газові прилади для застосування водню	37
1.2.8 Стандарти, що охоплюють вплив водню на матеріали	38
1.2.9 Стандарти, пов'язані з експлуатацією паливних комірок в енергетичному секторі.....	38
1.2.10 Стандарти, що регламентують вимірювання у процесах з наявним вмістом водню	38

1.3 Огляд наявних українських та адаптованих стандартів, що стосуються водню та газоводневих сумішей	40
1.4 Вибір наукових напрямків досліджень	42
РОЗДІЛ 2 ДОСЛІДЖЕННЯ ПРИДАТНОСТІ ВИМІРЮВАЛЬНИХ ТЕХНОЛОГІЙ ДЛЯ ОБЛІКУ ВОДНЮ ТА ГАЗОВОДНЕВИХ СУМІШЕЙ	44
2.1 Огляд придатності вимірювальних технологій фіксації витрати на основі відгуків виробників даного обладнання	45
2.2 Виклики, пов'язані з вимірюванням витрати та об'єму водню.....	47
2.2.1 Вміст водню	47
2.2.2 Внутрішні витоки водню	48
2.2.3 Перевищення швидкісного діапазону роботи витратомірів	48
2.3 Виклики, пов'язані з вимірюванням витрати та об'єму водню для конкретних типів лічильників.....	49
2.3.1 Механічні лічильники	49
2.3.2 Немеханічні лічильники	52
2.4 Наявні на ринку водневі витратоміри	55
2.4.1 Немеханічні витратоміри	56
2.4.4 Механічні витратоміри	60
2.5 Комерційний облік водню для виставлення рахунків	63
2.6 Особливості обліку газу за середнього та високого тиску	65
2.7 Взаємозв'язок між теплотою згоряння та декарбонізацією	66
РОЗДІЛ 3 ВИЗНАЧЕННЯ КОЕФІЦІЄНТУ СТИСНЕННЯ ГАЗОВОДНЕВИХ СУМІШЕЙ КОРЕЛЯЦІЙНИМИ МЕТОДАМИ	70
3.1 Порівняння фізичних властивостей водню та природного газу та вплив водню на коефіцієнт стиснення.	70

3.2 Дослідження кореляційних методик визначення коефіцієнту стиснення природного газу для застосування з газоводневими сумішами	74
3.3 Удосконалення кореляційних методів визначення коефіцієнту стиснення.....	81
3.4 Визначення коефіцієнту стиснення з допомогою алгоритмів штучних нейронних мереж.....	94
РОЗДІЛ 4 ВИЗНАЧЕННЯ РЕАЛЬНОГО ОБ'ЄМУ ГАЗОВОДНЕВОЇ СУМІШІ	105
4.1. Врахування коефіцієнту стиснення для визначення реального об'єму газоводневої суміші за стандартних умов.	105
4.2. Розроблення програмного коду для розрахунку коефіцієнту стиснення газоводневих сумішей за модифікованим рівнянням.....	111
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ	117
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	122
ДОДАТОК А.....	135
ДОДАТОК Б	149
ДОДАТОК В	159
ДОДАТОК Г	163
ДОДАТОК Д.....	167
ДОДАТОК Е	177
ДОДАТОК Є	180
ДОДАТОК Ж.....	190
ДОДАТОК И.....	196

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ ТА СКОРОЧЕНЬ

У роботі застосовано такі позначки та скорочення:

МЕА	- Міжнародна енергетична асоціація;
ВДЕ	- відновлювані джерела енергії;
ПЕР	- паливно-енергетичні ресурси;
ФХП	- фізико-хімічні показники;
ЄС	- Європейський Союз;
НПЕК	- національний план з енергетики та клімату;
CCS	- carbon capture and storage (уловлювання та зберігання вуглецю);
ДВЗ	- двигун внутрішнього згоряння;
ШНМ	- штучні нейронні мережі;
LHV	- lower heating value (нижча теплота згоряння);
HHV	- higher heating value (вища теплота згоряння);
W_L	- число Воббе нижче;
W_H	- число Воббе вище;
C1	- метан;
C2	- етан;
C3	- пропан;
C4	- бутан;
C5	- пентан;
C6+	- гексан та вищі вуглеводні;
ВОГ	- вузол обліку газу;
ЗВТ	- засіб вимірювальної техніки;
ІВС	- інформаційно-вимірювальна система

ВСТУП

Обґрунтування вибору теми дослідження. Зростання кількості населення, питомого споживання енергії в розрахунку на одну людину, інтенсифікація індустріального розвитку – це одні з ключових причин антропогенного впливу на навколишнє середовище. Екологічні зміни можуть різко вплинути на безпеку життя населення, тому розвинені країни активно проводять політику зі зменшення викидів парникових газів.

Для зменшення викидів, зокрема, необхідно активно збільшувати частку відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) у всіх секторах економіки. Наразі, викопне паливо покриває основну масу енергетичної потреби, а ВДЕ представлені, в основному, у електроенергетиці. Оскільки природний газ є одним з найбільш поширених ПЕР, доцільним є введення відновлюваних газів, таких як водень, для зменшення використання викопного палива та декарбонізації вуглеводневого палива.

Водень поєднує забезпечення декарбонізації низки секторів економіки і енергетичну безпеку, однак створює і багато викликів, які потрібно подолати для його застосування. Одним з таких викликів постає точне вимірювання витрати та спожитого об'єму газоводневої суміші, причому вимірювання сильно залежать від ФХП палива. Враховуючи, що для введення водневих технологій на 100% водню необхідно споруджувати нову інфраструктуру, використання газоводневих сумішей з концентрацією водню до 20% є перехідною опцією. Відповідно, збільшення концентрації водню у суміші природного газу і водню призводить до низки відхилень від звичної нам поведінки природного газу. Тому постає потреба перевірки придатності усталених методик та технологій для роботи із газоводневими сумішами, зокрема кореляційних методик розрахунку коефіцієнту стиснення, які широко застосовуються у газовому комплексі.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами, грантами. Дисертаційна робота виконувалась за особистою участю автора і відповідає науковому напрямку кафедри інформаційно-вимірювальних технологій Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу, а також в рамках міжнародних проектів:

- «Luxembourg Hydrogen Valley (LuxHyVal)» (№101111984).

Метою дослідження є удосконалення методу визначення об'єму газоводневих сумішей шляхом модифікації існуючих залежностей визначення коефіцієнта стиснення суміші у вигляді функціональної залежності від вмісту водню в суміші.

Для досягнення поставленої мети в дисертаційній роботі необхідно вирішити такі **завдання**:

- виконати аналіз нормативного забезпечення вимірювань об'єму та витрати природного газу на предмет визначення придатності нормативного забезпечення та існуючих інформаційно-вимірювальних технологій для визначення об'єму потоку суміші природного газу та водню;

- виконати теоретичний аналіз та систематизацію проблем визначення об'єму газоводневої суміші за умови використання різних типів витратомірів;

- дослідження впливу параметрів фізико-хімічних властивостей водню на розрахунок коефіцієнту стиснення газоводневих сумішей;

- удосконалення математичної моделі методу визначення об'єму газоводневої суміші шляхом врахування зміни коефіцієнта стиснення за різних співвідношень природного газу та водню в газоводневій суміші.

- розробка програмного забезпечення, що реалізовує розрахунок коефіцієнта стиснення за модифікованим методом та визначення реального об'єму газоводневої суміші за стандартних умов.

Об'єктом досліджень процес вимірювання об'єму газоводневих сумішей для декарбонізації постачання природного газу.

Предметом дослідження є метод визначення об'єму газоводневої суміші, що базується на залежності між коефіцієнтом стиснення та вмістом водню.

Методи дослідження. Для вирішення поставлених завдань і досягнення мети в дисертації використано методи статистичного аналізу даних, зокрема методи регресійного аналізу, методи штучних нейронних мереж, методи оцінки точності виконання вимірювань.

Наукова новизна одержаних результатів Наукова новизна результатів дисертаційної роботи визначається такими положеннями:

1. Вперше обґрунтовано необхідність для завдань вимірювання об'єму урахування залежності зміни коефіцієнта стиснення суміші водню з природним газом від значень об'єму водню в діапазоні від 0 до 20% об'єму суміші, що дозволяє підвищити достовірність визначення об'єму газоводневої суміші.

2. Удосконалено математичну модель методу визначення об'єму газоводневої суміші, де на відміну від існуючої моделі, враховано емпірично визначену залежність зміни коефіцієнта стиснення газоводневої суміші від різних співвідношень природного газу та водню, що дозволило підвищити достовірність визначення об'єму.

3. Отримали подальший розвиток методи визначення об'єму та витрати сумішей природного газу та водню в діапазоні від 0 до 20% об'ємної частки водню вимірювання об'ємної витрати газоводневих сумішей в частині застосування алгоритмів штучних нейронних мереж для визначення коефіцієнта стиснення суміші та ідентифікації границь діапазонів визначених методів вимірювань.

Практичне значення одержаних результатів

Практичне значення результатів дисертаційних досліджень полягає в результатах аналізу нормативного забезпечення вимірювань об'єму та витрати природного газу на предмет визначення придатності нормативного

забезпечення та існуючих інформаційно-вимірювальних технологій для визначення об'єму потоку суміші природного газу та водню.

За результатами досліджень розроблено методику оцінки придатності різних методів та засобів вимірювання для визначення об'єму суміші природного газу і водню за умов зміни частки водню в діапазоні від 0 до 20%.

Розроблено програмне забезпечення, що реалізує метод визначення об'єму суміші природного газу і водню за умови зміни коефіцієнта стиснення, що є функцією об'ємної частки водневої компоненти в суміші.

Розроблено методику застосування алгоритмів штучної нейронної мережі для створення ШНМ, яка генерує на виході значення коефіцієнта стиснення. В процесі створення ШНМ використовується, як навчальна множина масив даних, що розраховані за допомогою рівняння стану типу AGA8.

Особистий внесок здобувача. Основні положення та результати дисертаційної роботи одержані автором самостійно. Зокрема, в опублікованих у співавторстві роботах здобувачем:

- проведено теоретичний аналіз нормативного забезпечення та засобів вимірювальної техніки щодо придатності їх застосування для водню та газоводневих сумішей;

- визначено основні виклики, пов'язані з обліком водню та газоводневих сумішей;

- проведено дослідження методів розрахунку коефіцієнту стиснення природного газу, описаних у СОУ 60.3-30019801-100:2012, для газоводневих сумішей;

- удосконалено математичну модель розрахунку об'єму газоводневої суміші шляхом врахування зміни коефіцієнту стиснення при різних частках водню та компонентному складі природного газу;

- розроблено алгоритм штучної нейронної мережі для визначення коефіцієнта стиснення за значеннями температури, надлишкового тиску, вмісту водню та вуглекислого газу.

- розроблено програмний код для розрахунку коефіцієнта стиснення за модифікованим рівнянням та розрахунку реального об'єму газоводневих сумішей за стандартних умов.

Апробація результатів роботи. Основні положення і результати дисертаційної роботи доповідались та обговорювались на Всеукраїнських науково-практичних конференціях, зокрема: науково-практична конференція молодих учених і студентів «Інформаційні технології в освіті, техніці та промисловості» 7.10.2021р.; VII Міжнародного науково-практичного симпозіуму «Концептуальні проблеми розвитку сучасної гуманітарної та прикладної науки. Післявоєнна відбудова України» 25.05.2023 р.

Публікації результатів досліджень. За темою дисертаційної роботи опубліковано 10 друкованих праць, із них 3 – статті у фахових наукових виданнях, затверджених МОН України; 2 – закордонні публікації, із них 1 в Scopus; 5 - матеріалів науково-практичних конференцій.

Обсяг і структура дисертації. Дисертація складається зі вступу, чотирьох розділів, висновків, списку використаних джерел і додатків. Дисертація викладена на 194 сторінках. Окрім того робота проілюстрована 36 рисунками, включає 20 таблиць, список використаних джерел зі 117 найменувань і 9 додатків.

РОЗДІЛ 1

АНАЛІЗ НОРМАТИВНОГО ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ЩОДО ВИКОРИСТАННЯ ВОДНЮ ТА ГАЗОВОДНЕВИХ СУМІШЕЙ

1.1 Правове регулювання енергетичного переходу

Зростання кількості населення, підвищення рівня життя та інші чинники спричиняють збільшення обсягів споживання енергії. До 2040 року МЕА прогнозує зростання споживання енергії на 1,3 % щорічно від рівня споживання 2018-го року [1], що загалом становить зростання споживання енергії на 34% [2]. З метою пом'якшення впливу людини на клімат, 196 країн ратифікували Паризьку угоду в 2015-му році. Метою Паризької кліматичної угоди визначено утримання зростання середньої світової температури нижче 2 °С відносно доіндустріального періоду, а в перспективі обмеження зростання температури до 1,5 °С відносно доіндустріального рівня [3].

Ратифікація Паризької кліматичної угоди стала поштовхом для ЄС щодо подальших розробок у регуляторній площині задля досягнення своїх цілей. 2016-го року ЄС опублікував Енергетичний пакет «Чиста енергія для всіх європейців». Даний пакет складається з 8-ми законодавчих актів, що стосуються енергоефективності будівель, відновлювальної енергетики, енергоефективності загалом, регулювання управління та дизайну ринку електроенергії [4], [5].

В рамках цього пакету було видано у 2018-му році Положення про управління енергетичним союзом і кліматичні заходи ((EU) 2018/1999) [6]. Це Положення вимагало встановлення інтегрованого 10-річного національного плану з енергетики та клімату (НПЕК) кожним членом ЄС до кінця 2019-го року [4], [5].

В грудні 2019-го року було представлено Європейську Зелену угоду (EU «Green Deal»), ціллю якої є створення кліматично нейтральної Європи до 2050-

го року внаслідок глибокої декарбонізації всіх секторів економіки. Також в рамках угоди було підвищено планку зменшення викидів парникових газів до 2030-го року до 50-55% [7]. В рамках Європейської Зеленої угоди в липні 2020-го року було представлено стратегію ЄС з інтеграції енергетичних систем. Дана стратегія передбачає використання водню для декарбонізації споживачів, яких технічно неможливо або надто дорого перевести на електричне опалення. Також значна увага приділяється виробництву водню шляхом електролізу, що допоможе використовувати надлишкову відновлювальну електроенергію, а також забезпечить синергію між секторами електроенергії, газу та кінцевих споживачів. Стратегія ЄС з інтеграції енергетичних систем також розглядає приклади використання водню у виробничих процесах, як паливо для вантажного, залізничного транспорту, авіації та морського транспорту.

Опублікована у липні 2020-го року воднева стратегія ЄС представляє заходи, необхідні для економічно-ефективної декарбонізації, охоплюючи весь ланцюг створення доданої вартості водню [8].

Воднева стратегія ЄС базується на водневій дорожній карті до 2050-го року і охоплює 3 періоди: 2020-2024 рр., 2025-2030 рр. та 2031-2050 рр. Протягом першого періоду стратегічною метою є встановлення електролізерів потужністю щонайменше 6 ГВт і виробництва до 1-го млн. т «зеленого» водню. Даний крок допоможе декарбонізувати наявне виробництво водню та прискорити впровадження споживання водню іншими секторами, наприклад, транспортним та промисловістю. Другий період стратегії передбачає 40 ГВт встановленої потужності електролізерів та виробництва до 10-ти млн. т «зеленого» водню. Стратегією розглядається, що за цей період водень повинен стати зв'язковою частиною інтегрованої енергетичної системи, а також з'являться локальні водневі кластери. Протягом третього періоду очікується, що водневі технології досягнуть зрілості і набудуть широкого розповсюдження у всіх секторах, яких важко декарбонізувати.

Основні заходи, передбачені у водневій стратегії ЄС [9], є наступними:

- забезпечення за допомоги Європейського Альянсу Чистого Водню (European Clean Hydrogen Alliance) інвестицій для стимулювання зросту виробництва та споживання водню;
- запровадження комплексної термінології (таксономії) та критеріїв сертифікації «зеленого» та «блакитного» водню на рівні ЄС;
- планування водневої інфраструктури включно з Транс'європейською енергетичною та транспортною мережами (TEN-E, TEN-T), а також Десятирічним планом розвитку мереж (TYNDPs);
- прискорення темпу розширення заправної інфраструктури при перегляді Директиви про розгортання інфраструктури для альтернативних видів палива;
- посилення лідерства ЄС в сфері технічних стандартів, нормативних документів та визначень щодо водню;
- сприяння кооперації з країнами східного та південного партнерства, зокрема України;
- сприяння дослідженням, інноваціям та пілотним проектам, що охоплюють увесь процес створення доданої вартості водню.

Європейське законодавство та регулювання базуються, в основному, на директивах та положеннях. Кожна держава, що є членом ЄС, має свободу вибору, яким чином досягти поставлених цілей і адаптувати директиви та положення ЄС у свої закони. Поточні рамки європейського законодавства ще не охоплюють водень і газоводневі суміші природного газу в магістральних мережах і системах високого тиску. Це стосується зокрема допустимих концентрацій водню у сумішах з природнім газом та якості водню.

Тому, на разі, водень підпадає під дію директив та положень щодо регулювання ринку природного газу, відновлювальної енергетики, безпечного газопостачання, а також приладів, що працюють у вибухонебезпечних

середовищах тощо [10]. Перший в Україні реалізований пілотний проєкт з дослідження можливості використання газоводневих сумішей в газорозподільних мережах також вказав на існуючі обмеження в частині нормативного забезпечення [11].

В Україні задля забезпечення відповідної регуляторної діяльності щодо водню було опубліковано у 2021-му році проєкт Водневої стратегії України [12]. Цей проєкт визначає перспективи використання водню, встановлює цілі та пріоритети стратегії, а також етапи та основні заходи реалізації стратегії.

Загальною метою Водневої стратегії визначено створення водневої енергетики як елементу енергетичної системи України. Цілі, зазначені у документі, розподілені на короткострокові, середньострокові та довгострокові. Короткострокові цілі охоплюють період з 2022-го по 2025-й роки і повинні створити основу водневої енергетики і забезпечити запуск експорту зеленого водню. Середньострокові цілі (2026 – 2030 рр.) повинні збільшити обсяги виробництва водню і диверсифікувати первинні енергоносії. Довгострокові цілі (2031 – 2050 рр.) повинні забезпечити прискорене розширення ринку, зокрема експорту водню.

Воднева стратегія ставить в пріоритет виробництво та споживання зеленого водню, що безпосередньо дозволить Україні досягати кліматичних цілей. Серед низки першочергових завдань наведено наступні:

- створення законодавчо-нормативної та нормативно-технічної бази;
- організація науково-технічного, інформаційного забезпечення та освіти;
- створення методичного забезпечення;
- застосування методів економічного стимулювання;
- використання системи міжнародного співробітництва;
- першочергове впровадження розробок у галузі водневої енергетики на базі відновлювальних джерел енергії (ВДЕ) та ін.

В проєкті Стратегії розглянуто використання водню у електро- та теплоенергетиці, транспортному секторі та промисловості. Приділяється також належна увага застосування водню у автономних системах енергозабезпечення та інтеграції водневої інфраструктури з газовими мережами.

Щодо нормативного забезпечення, Воднева стратегія акцентує увагу на необхідності створення нормативної бази, пов'язаної з газоводневими сумішами у газотранспортних мережах. Важливим початковим етапом є огляд та аналіз українських та міжнародних стандартів, гармонізація нормативного забезпечення України та ЄС та впровадження прозорих правил сертифікації водню [13].

Також потрібно наголосити, що Українська енергетична інфраструктура потерпає від регулярних обстрілів росією, що актуалізує потребу відновлення енергетичних систем та удосконалення енергетичної безпеки країни. Відповідно, Міністр енергетики України презентував у червні 2023 року Енергетичну стратегію України до 2050 року. Ключовими принципами даної стратегії визначено економічну обґрунтованість, екологічність, доступність, соціальну справедливість та ринковість. Глобальною ціллю Енергетичної стратегії України є досягнення максимального рівня кліматичної нейтральності до 2050 року. Для досягнення цієї мети необхідно модернізувати енергетичну інфраструктуру та підвищити її ефективність, максимально витіснити споживання вугілля, збільшити частку відновлюваних джерел енергії та виконати всі необхідні умови для повноцінної інтеграції енергосистем України та Європейського Союзу. Міністр енергетики України відзначив, що Україна має потенціал збільшити обсяг генерації енергії вітровими та сонячними електростанціями до 140 ГВт та 94 ГВт відповідно. Також, було згадано значний потенціал країни для виробництва водню, і можливість залучення до \$72 млрд. на розвиток та впровадження водневих технологій в Україні [14], [15].

Генерація та споживання водню допоможе зменшити залежність від імпортного палива, а також сприятиме досягненню кліматичних цілей, дозволивши зменшити викиди у транспортному секторі, секторі теплопостачання, виробництва цементу та сталі. Можливість міжсекторального застосування даного палива і робить його одним з ключових елементів досягнення кліматичної нейтральності. Оскільки Україна доєдналась до Європейського «зеленого» курсу, то має зобов'язання щодо зниження рівня викидів парникових газів. У 2021 році уряд України затвердив оновлений національно визначений внесок до Паризької угоди, згідно з яким держава зобов'язується зменшити рівень викидів парникових газів на 65% від рівня 1990-го року [16].

За аналогією з розвитком газових мереж в Україні та країнах Європейського Союзу, виконано аналіз існуючої системи стандартизації щодо використання водню та газоводневих сумішей.

1.2 Огляд водневого нормативного забезпечення та нормативного забезпечення систем природного газу адаптованого до застосування газоводневих сумішей

Стандартизація дозволяє створити усталені практики створення, експлуатації обладнання чи товарів та регламентувати технологічні процеси. Гармонізувавши національні стандарти з міжнародними, виникає спрощена процедура забезпечення спільних технологічних процесів та експорту продукції. Для водню та газоводневих сумішей необхідно ідентифікувати та закрити будь-які прогалини зі всього ланцюга створення доданої вартості. Тобто, стандарти повинні охопити виробництво, якість палива, транспортування, зберігання та споживання.

У зв'язку з тим, що водневі технології лише стали на шлях активного розвитку, було розпочато роботу низки технічних комітетів. Перелік деяких основних технічних комітетів наведений у таблиці 1.1.

Таблиця 1.1 – Перелік міжнародних та європейських технічних комітетів, що стосуються водню та газоводневих сумішей [10], [17]

Технічний комітет	Тема
CEN/CLC/JTC 6	Водень в енергетичних системах
ISO/TC 197	Водневі технології
ISO/TC 265	Уловлювання, транспортування та зберігання діоксиду вуглецю в геологічних структурах
IEC/TC 105	Паливно-комірчані технології
CEN/TC 234	Газова інфраструктура
CEN/TC 237	Газові лічильники
ISO/TC 161	Пристрої контролю та захисту для газу та/чи нафти (актуальне для розподільних мереж)
CEN/TC 238	Випробувальні гази, випробувальний тиск, категорії та типи газових приладів
ISO/TC 58	Газові балони
CEN/TC 268	Криогенні посудини та застосування конкретних водневих технологій
CEN/JTC 14	Енергетичний менеджмент та енергоефективність в рамках енергетичного переходу

В ході роботи було розглянуто стандарти Міжнародної організації зі стандартизації (ISO), Американського інституту національних стандартів (ANSI), Асоціації стисненого газу (CGA), Національної асоціації захисту від пожеж (NFPA), Американського товариства інженерів-механіків (ASME), Європейського комітету зі стандартизації (CEN) та ін. Оскільки наразі ще не має стандартів суто для газоводневих сумішей, враховувалися переглянуті стандарти газової інфраструктури, які допускають можливість використання даних сумішей у газових мережах. Також було розглянуто стандарти ISO щодо уловлювання та зберігання діоксиду вуглецю, оскільки дана технологія необхідна для виробництва «блакитного» водню, який допоможе в стислих термінах декарбонізувати наявне виробництво водню з викопного палива і слугувати перехідним етапом до впровадження технологій виробництва «зеленого» водню у широких масштабах. Адаптовані стандарти не

враховувалися. Варто відзначити, що деякі стандарти охоплюють декілька напрямів, що стосуються водню, але в даній роботі вони враховувалися лише один раз.

Загальна кількість розглянутих стандартів становить 193 стандарти. Рисунок 1.1 відображає кількість стандартів по організаціях. Кількість стандартів органів стандартизації по конкретному напрямку відображено на рисунку 1.2. У випадку, коли стандарт розроблявся декількома організаціями, у графіки вносилася перша вказана організація.

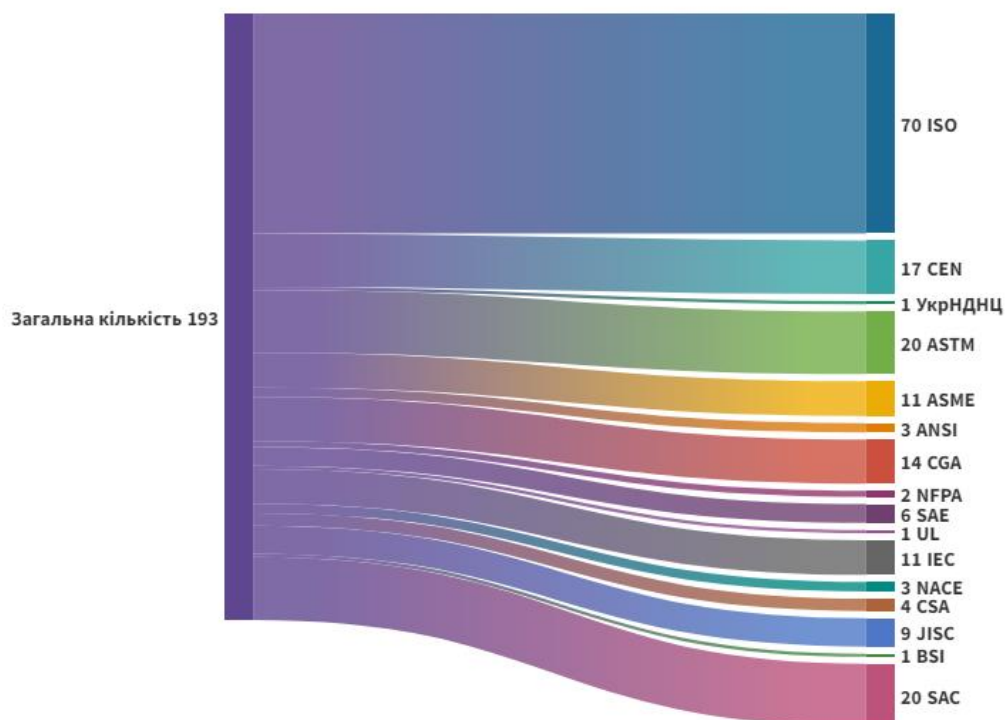


Рис. 1.1 – Кількість стандартів по організаціях зі стандартизації

1.2.1 Стандарти, що регламентують виробництво водню

Найпоширенішими методами виробництва водню є паровий риформінг метану та електроліз води [18], хоч і трапляються інші методи виробництва, такі як газифікація вугілля, піроліз метану, фотокаталітичне розщеплення води та термохімічна обробка біомаси [19]. Водень, отриманий за допомогою парового риформінгу метану чи газифікації вугілля є дуже інтенсивним в плані

викидів CO₂, тому такий водень класифікують як «сірий». У разі встановлення систем уловлювання та зберігання вуглецю (CCS), рівень викидів у атмосферу різко знижується і такий водень можна класифікувати як «блакитний».

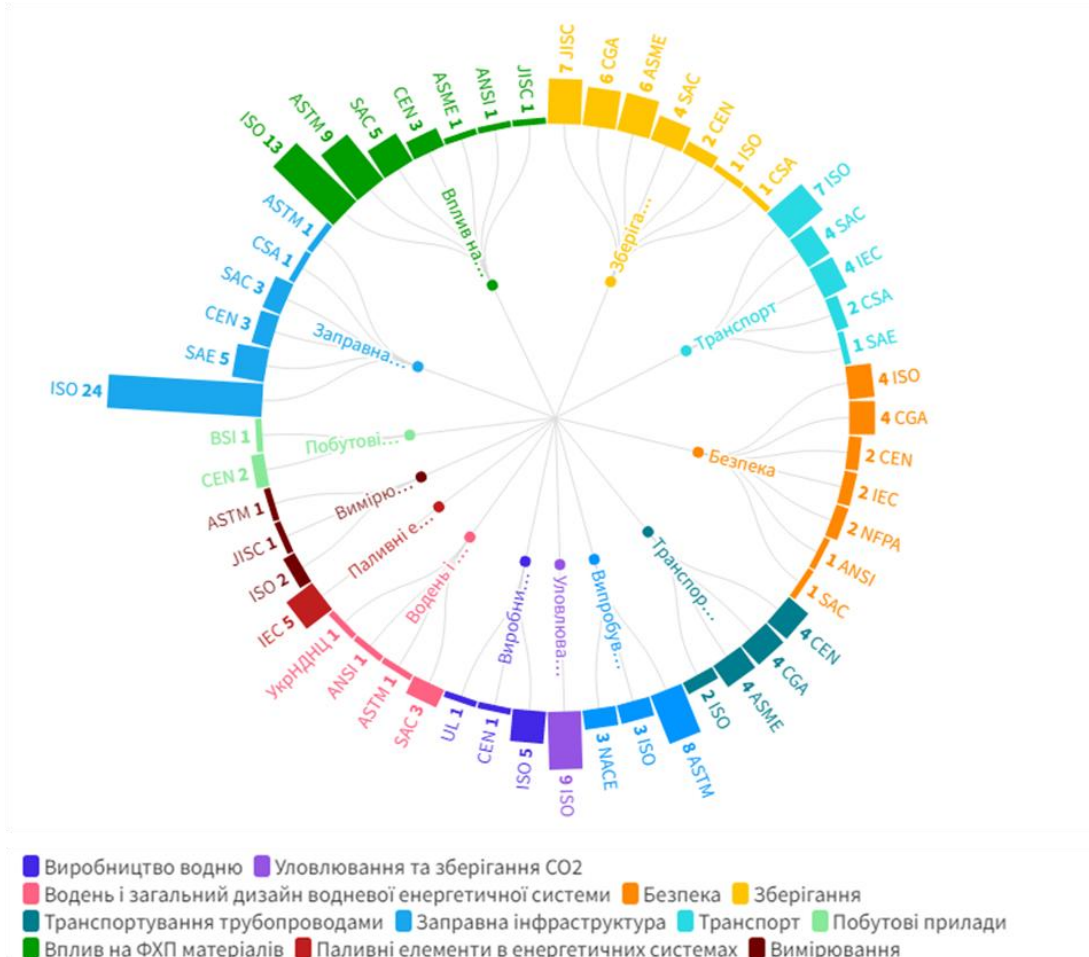


Рис. 1.2 – Кількість стандартів по напрямках та організаціях зі стандартизації.

Значну увагу світу наразі прикуто до «зеленого» водню, виробленого шляхом електролізу води. Однак для отримання статусу «зеленого» водню не достатньо просто генерувати його з допомогою електролізу, електроенергія повинна надходити від ВДЕ. За іншого походження електроенергії, маркування буде відрізнитися.

Стандарти, що регламентують виробництво водню, його якість у ролі палива та очистки від домішок, наведені у таблиці А.1 додатку А. В даній таблиці розглянуто стандарти ISO [20], CEN [21] та UL [22] і вони стосуються

електролізу води та обробки викопного палива. У таблиці А.2 додатково наведено стандарти, що регламентують CCS, необхідного для виробництва «блакитного» водню з викопного палива.

Короткий огляд водневих стандартів наявний у відповідних працях [23-25], які також враховувалися при огляді нормативного забезпечення.

1.2.2 Стандарти щодо властивостей водню, номенклатури та загального дизайну водневих систем

Для створення буд-яких технологічних процесів важливим є розуміння властивостей та поведінки матеріалів та палива. У світі сильно розвинена інфраструктура природного газу, однак властивості водню кардинально відрізняються від властивостей природного газу. Фізико-хімічні властивості водню, номенклатура та деякі рішення загального дизайну водневих систем, описані у стандартах, наведених у таблиці А.3. В даній таблиці наведено стандарти ASTM [26], ANSI [27], УкрНДНЦ [28] та SAC [29].

1.2.3 Водневі стандарти щодо безпечної експлуатації водню

Питання охорони праці, правил безпечної експлуатації водню та газоводневих сумішей є ключовими для поширення водневих технологій. Молекула водню значно менша за молекулу метану, тож водень більш схильний до витоків. Це газ без запаху, із значно більшою зоною запалювання, і нижчою кількістю енергії, необхідної для загоряння. Всі ці фактори повинні враховуватися для розробки найкращих заходів з безпечної експлуатації водню. В таблиці А.4 наведено стандарти щодо безпечної експлуатації водню та деякі з стандартів природного газу, що потенційно можуть бути застосовані для газоводневих сумішей. Ця таблиця охоплює стандарти ISO, CEN, IEC [30], ANSI, CGA, NFPA та SAC.

1.2.4 Стандарти, що регламентують зберігання водню

Найбільш активно розглядається зберігання водню у посудинах під тиском у газоподібному та зрідженому станах, і в геологічних формаціях, таких як сольові печери, в газоподібному стані. Також активно розглядається можливість зберігання водню та його транспортування у формі гідридів металів. Незадіяні ділянки газової трубопроводної інфраструктури також можуть знайти потенційне застосування для зберігання газоводневих сумішей. В таблиці А.5 наведено стандарти, що регламентують зберігання водню, і розроблені наступними організаціям: ISO, CEN, CGA, ASME [31], CSA, JISC [32] та SAC. Вказані в таблиці А.5 стандарти охоплюють гідриди металів, посудини під тиском для газоподібного та зрідженого водню, зокрема і з композитних матеріалів та їх неруйнівний контроль.

1.2.5 Стандарти, що регламентують транспортування водню трубопроводами

Трубопровідний транспорт є одним з найбільш економічних у випадку транспортування значних об'ємів водню чи газоводневої суміші на великі відстані. Водень, щоправда, має високу проникну здатність в більшість промислових матеріалів, зумовлює підвищення їх крихкості та зниження пластичності. Це може спричиняти прискорення розвитку наявних та появу нових дефектів газотранспортної системи, таких як тріщини. Молекули водню також схильні до витоків у місцях фланцевих з'єднань та зварних швів наявної газотранспортної системи. Відповідно, для чистого водню необхідно споруджувати нові трубопроводи зі стійкіших до його впливу матеріалів і з кращою герметичністю системи, 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 [33].

Стандарти, що охоплюють процес транспортування водню трубопроводами, трубопровідну систему загалом та окремі компоненти, наведені в таблиці А.6. Також в даній таблиці наведено стандарти для природного газу, що можуть бути потенційно придатними для газоводневих сумішей. Загалом, для трубопровідного транспортування водню та газоводневих сумішей наведено стандарти ISO, CEN, CGA і ASME.

1.2.6 Стандарти, що регламентують водневий транспорт та його заправну інфраструктуру

Транспортний сектор є одним з найбільших потенційних споживачів водню. Перш за все, водень створить можливості заміни дизельних потягів на не електрифікованих ділянках на електричні потяги, де електрика надходить не з контактної мережі а отримується шляхом перетворення водню і кисню з атмосфери в паливних елементах. Викидів шкідливих речовин в атмосферу, як у дизельних двигунів, при цьому немає - як результат електрохімічної реакції в паливному елементі у довілля виділяється тільки вода. Водневі потяги уже розпочали експлуатувати, зокрема і в Німеччині. Наприклад, регіональний залізничний оператор LNVG замінив дизельні локомотиви на потяги з електричною тягою, зажививши привід від водневих паливних елементів. Такий залізничний транспорт здатен проїхати 1000 км без дозаправки [34].

Опцією також може слугувати використання ДВЗ на газоводневих сумішах як тягового механізму потягів. Такий підхід дозволить споживати природний газ як один з найчистіших видів викопного палива, проте зі значно нижчим вуглецевим слідом. Багато досліджень проводиться також у напрямку розробки ДВЗ на чистому водні. Аналіз різних конструкцій ДВЗ для водневих потреб наведений, зокрема, і в працях SAE [35]. Деякі автовиробники протягом

останніх років ведуть активну роботу над двигунами внутрішнього згорання. Так Toyota створила автомобіль Corolla Cross H2 з 1,6-літровим трициліндровим турбодвигуном. Продовжуючи розвиток водневих ДВЗ, Toyota розробляє у партнерстві з Yamaha 5-літровий V-8 двигун [36]. З допомогою водню та паливних комірок, або двигунів на газководневих сумішах чи на чистому водні можна декарбонізувати громадський транспорт, що призведе до покращення якості повітря у територіальних громадах.

Стандарти, що регламентують водневий транспорт та його інфраструктуру наведені у таблицях А.7 та А.8. Для водневої заправної інфраструктури наведено стандарти ISO, CEN, SAC, CSA, SAE [37] та ASTM, що охоплюють елементи заправної інфраструктури для зрідженого, газоподібного водню і газководневих сумішей. Також наведено стандарти, що регламентують якість водню для потреб транспортного сектору. Водневий транспорт та його компоненти регламентуються стандартами ISO, CSA, SAE, SAC та IEC, охоплюючи не лише дорожній, а й промисловий транспорт. Однак представлені стандарти стосуються, в основному транспорту на паливних комірках.

1.2.7 Стандарти, що регламентують побутові газові прилади для застосування водню

Іншим перспективним застосуванням водню чи газководневих сумішей є їх використання для опалення житлових та промислових будівель, а також використання у газових побутових приладах. Газові побутові прилади повинні відповідати EN 437:2021 Test gases – test pressures – appliance categories, який регламентує випробувальні гази обладнання. В другій родині випробувальних газів є газководнева суміш з концентрацією водню 23%. Тож прилади, призначені для роботи із даною родиною газів вже можуть експлуатуватися з

газоводневими сумішами. Відповідні стандарти CEN і BSI [38] наведені у таблиці А.9

1.2.8 Стандарти, що охоплюють вплив водню на матеріали

Як згадувалось раніше, водень має високу проникну здатність в більшість промислових матеріалів, зумовлює підвищення їх крихкості та зниження пластичності. Також підвищує корозійність металів. В таблицях А.10 та А.11 наведено стандарти щодо впливу водню на матеріали та стандарти, що регламентують випробування матеріалів, відповідно. Наведено стандарти ISO, CEN, ASTM, ASME, ANSI, SAC, JISC та NACE щодо впливів водню та методи тестувань матеріалів.

1.2.9 Стандарти, пов'язані з експлуатацією паливних комірок в енергетичному секторі

Водневі паливні комірки, окрім застосування у транспортному секторі, можуть експлуатуватися для балансування електромережі та забезпечення резервного живлення споживачів. Вони використовують хімічну енергію реакції між воднем та киснем і генерують на виході електроенергію, воду та тепло. В результаті, відсутні викиди парникових газів та інших забруднювачів повітря, що утворюють смог та загрожують здоров'ю людини. Їх перевагою є також те, що вони тихі в експлуатації, оскільки не мають рухомих частин [39]. ІЕС стандарти, що регламентують стаціонарну експлуатацію водневих паливних комірок, наведені у таблиці А.12.

1.2.10 Стандарти, що регламентують вимірювання у процесах з наявним вмістом водню

Вимірювання у водневих технологічних процесах відіграють ключову роль, оскільки допомагають забезпечити аспекти безпечної експлуатації

водневих технологій та облік споживання водню для комерційної діяльності. В таблиці 1.2 наведено стандарти, що охоплюють газову хроматографію, масове визначення концентрації водню та вимірювання витрати газозводневих сумішей.

Таблиця 1.2 – Стандарти, пов’язані з вимірюваннями у водневих системах [10], [20], [21], [26], [32]

№ п/п	№ стандарту	Назва
Міжнародна організація зі стандартизації (ISO)		
1	ISO 6974-1:2012	Natural gas — Determination of composition and associated uncertainty by gas chromatography — Part 1: General guidelines and calculation of composition
2	ISO 6974-6:2002	Natural gas — Determination of composition with defined uncertainty by gas chromatography — Part 6: Determination of hydrogen, helium, oxygen, nitrogen, carbon dioxide and C1 to C8 hydrocarbons using three capillary columns
Європейський комітет зі стандартизації (CEN)		
1	EN 12480:2018	Gas meters - Rotary displacement gas meters
2	EN 12261:2018	Gas meters - Turbine gas meters
3	EN 1359:2017	Gas meters - Diaphragm gas meters
4	EN 17526:2021	Gas meter - Thermal-mass flow-meter based gas meter
5	EN 14236:2018	Ultrasonic domestic gas meters
Комітет промислових стандартів Японії (JISC)		
1	JIS B 8576:2016	Hydrogen metering system for motor vehicles
Американське товариство випробувань і матеріалів (ASTM)		
1	ASTM D7651-17	Standard Test Method for Gravimetric Measurement of Particulate Concentration of Hydrogen Fuel

Аналіз за назвами нових технічних стандартів в сферах, що пов’язані з промисловим використанням водню, свідчить про наступне:

- водневі технології стали рушійним чинником розроблення нових та перегляду існуючих нормативних документів у суміжних сферах (транспортування, зберігання та розподілу газу);
- більшість стандартів стосуються впливу водню на фізико-хімічні властивості матеріалів, безпечної експлуатації водню та водневих систем, зберігання водню та його застосування у транспортному секторі;
- наявні лише 3 стандарти щодо водневих та газових побутових приладів;
- в США більш розвинуте нормативне забезпечення щодо транспортування водню трубопроводами, ніж у Європейському Союзі;

- наявною є незначна кількість стандартів, що регламентують методики вимірювання та засоби вимірювальної техніки для водню та газоводневих сумішей;

- на даний момент відсутні стандарти суто для газоводневих сумішей, їх застосування регулюється стандартами газової інфраструктури.

1.3 Огляд наявних українських та адаптованих стандартів, що стосуються водню та газоводневих сумішей

В Україні наявний ДСТУ 2655-94 Водень. Терміни та визначення. Даний стандарт визначає загальні вимоги щодо водню як хімічної речовини [40]. Адаптовано 15 з розглянутих міжнародних стандартів, також адаптовано 4 стандарти газової інфраструктури, які охоплюють попередні версії вищенаведених стандартів. В таблиці А.13 наведено чинні стандарти СЕН, адаптовані в Україні та рік випуску стандарту, що був адаптованим. Оскільки лише в останніх версіях СЕН стандартів розглянуто можливість застосування газоводневих сумішей, ДСТУ EN 12583:2017, ДСТУ EN 12732:2022, ДСТУ EN 437:2018 та ДСТУ EN 15502-2-1:2019 не будуть враховуватися.

На рисунку 1.3 наведено адаптовані стандарти за сферами застосування та організаціями зі стандартизації.

Як видно з рисунку 1.3, в Україні відсутні стандарти по напрямках водневої інфраструктури, водневого транспорту, уловлювання та зберігання вуглецю. Адаптовано стандарти ISO, СЕН та ІЕС і їх кількість становить лише 15% від наведених в даній роботі стандартів цих організацій. Список адаптованих стандартів наведено в таблиці А.14.

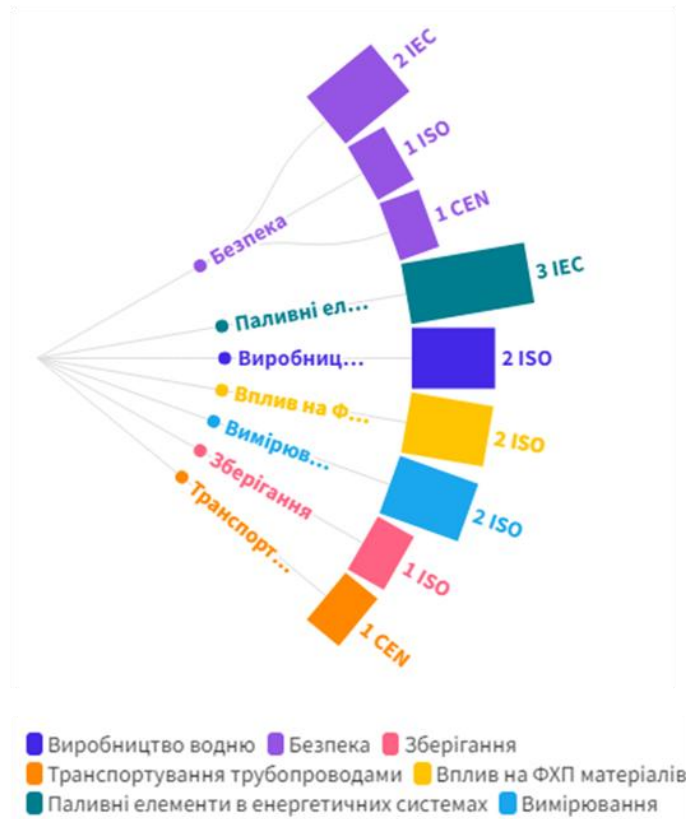


Рис. 1.3 – Кількість адаптованих в Україні міжнародних стандартів по напрямках та організаціях зі стандартизації

Водневі проєкти та технології підпадають також під регулювання нормативно-правовими актами з охорони праці і нормативних актів з пожежної безпеки:

- НАПБ А.01.001-2014 Правила пожежної безпеки в Україні;
- НПАОП 24.11-1.03-78 Правила безпеки при виробництві водню методом електролізу води;
- НПАОП 0.00-1.14-70 Правила будови і безпечної експлуатації поршневих компресорів, що працюють на вибухонебезпечних і токсичних газах;
- НПАОП 0.00-1.76-15 Правила безпеки систем газопостачання;
- НПАОП 0.00-1.81-18 Правила охорони праці під час експлуатації обладнання, що працює під тиском;

- НПАОП 11.1-1.07-90 Правила безпеки при експлуатації засобів і систем автоматизації та управління в газовій промисловості;
- НПАОП 40.1-1.32-01 (ДНАОП 0.00-1.32-01) Правила будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок;
- НПАОП 63.2-1.06-02 (ДНАОП 1.1.23-1.06-02) Правила безпечної експлуатації та обслуговування обладнання автомобільних газонаповнювальних компресорних станцій (АГНКС) [40], [41].

Наразі на рівні Європейського комітету зі стандартизації (СЕН) не існує стандарту щодо концентрації водню в сумішах з природнім газом. В різних країнах ЄС допускається різна концентрація водню в сумішах з природнім газом, базована на допустимих значеннях, прийнятих Операторами ГТС цих країн. Оскільки Україна розглядається в ролі партнера у водневих проектах ЄС, важливо враховувати допустимі концентрації водню при транспортуванні газоводневих сумішей трубопроводами.

Варто відзначити, що теплотворна здатність водню на одиницю об'єму значно нижча за теплотворну здатність природного газу, тому для забезпечення споживачів необхідною кількістю енергії об'єм спожитого водню буде більшим, аніж для природного газу. Склад природного газу та об'ємна частка водню у суміші впливатимуть на енергетичні показники даної суміші, що, в свою чергу, впливатиме на обсяг споживання.

1.4 Вибір наукових напрямків досліджень

Враховуючи важливість енергетичного переходу для досягнення кліматичних цілей держави та забезпечення енергетичної безпеки, у час війни зокрема, є необхідність фокусувати зусилля на відновлюваних газах. Як показано у розділі 1 цього дисертаційного дослідження, з'явилося достатньо міжнародних стандартів щодо водневих технологій, однак вони не закривають

всі прогалини. Одним з найменш регламентованих питань є питання вимірювань об'єму, пов'язаних з воднем та газоводневими сумішами.

Метою дослідження даної роботи є удосконалення методу визначення об'єму газоводневих сумішей шляхом модифікації існуючих залежностей визначення коефіцієнта стиснення суміші у вигляді функціональної залежності від вмісту водню в суміші.

Для досягнення поставленої мети в дисертаційній роботі необхідно вирішити такі **завдання**:

- виконати аналіз нормативного забезпечення вимірювань об'єму та витрати природного газу на предмет визначення придатності нормативного забезпечення та існуючих інформаційно-вимірювальних технологій для визначення об'єму потоку суміші природного газу та водню;

- виконати теоретичний аналіз та систематизацію проблем визначення об'єму газоводневої суміші за умови використання різних типів витратомірів;

- дослідження впливу параметрів фізико-хімічних властивостей водню на розрахунок коефіцієнту стиснення газоводневих сумішей;

- удосконалення математичної моделі методу визначення об'єму газоводневої суміші шляхом врахування зміни коефіцієнта стиснення за різних співвідношень природного газу та водню в газоводневій суміші.

- розробка програмного забезпечення, що реалізовує розрахунок коефіцієнта стиснення за модифікованим методом та визначення реального об'єму газоводневої суміші за стандартних умов.

РОЗДІЛ 2

ДОСЛІДЖЕННЯ ПРИДАТНОСТІ ВИМІРЮВАЛЬНИХ ТЕХНОЛОГІЙ ДЛЯ ОБЛІКУ ВОДНЮ ТА ГАЗОВОДНЕВИХ СУМІШЕЙ

Проблема комерційного обліку та виставлення рахунків за водень і газоводневі суміші стає все більш актуальною через масовий початок водневих пілотних проектів і впровадження водневих стратегій та політики. Наприклад, Асоціація енергетичних мереж опублікувала Британський план змішування водню, згідно з яким 20% водню має постачатися через газову мережу в будинки та підприємства по всій країні з 2023 року [42].

У попередньому розділі було визначено, що проблема комерційного обліку водню та газоводневих сумішей не є вирішеною в повному об'ємі. Ключовим фактором для використання сумішей, що містять водень, є точне вимірювання об'ємного вмісту водню в суміші. Ціни та обсяги водню та природного газу необхідні для виставлення рахунків оскільки різниця у вартості цих палив є значною.

Європейські стандарти лічильників газу посилаються на EN 437:2018, оскільки водень і суміші H₂-NG відповідають другій групі тестових газів [21]. Тим не менш, необхідно внести додаткові зміни щодо водню у наступні версії відповідних стандартів:

- EN 12480:2018 Gas meters - Rotary displacement gas meters;
- EN 12261:2018 Gas meters - Turbine gas meters;
- EN 1359:2017 Gas meters - Diaphragm gas meters;
- EN 17526:2021 Gas meter - Thermal-mass flow-meter based gas meter;
- EN 14236:2018 Ultrasonic domestic gas meters [43].

2.1 Огляд придатності вимірювальних технологій фіксації витрати на основі відгуків виробників даного обладнання

У листопаді 2020 року компанія PA Consulting опублікувала звіт [44] щодо вимог до вимірювання витрати водню. Стосовно цього звіту міркування щодо придатності різноманітних технологій вимірювання для використання водню наведено в таблиці 2.1.

Таблиця 2.1 – Міркування виробників щодо придатності типів лічильників для водню [44]

Застосування	Лічильники						Диф. Манометри
	Мембранні	Роторні	Турбінні	Ультразвукові	Термомасові	Коріоліса	
Житловий та громадський сектор	■	■	■	■	■	■	■
Промисловість	■	■	■	■	■	■	■
Транспорт	■	■	■	■	■	■	■
Ключ:	■ - рекомендовані; ■ - потенційно придатні; ■ - погана придатність						

Ультразвукові лічильники, як правило, рекомендуються для будь-якого випадку застосування. Термомасові лічильники рекомендується використовувати в житловому та громадському секторах, диференційні манометри і турбінні лічильники – в промисловості, а в транспортному секторі – лічильники Коріоліса.

У проекті EMPIR NewGasMet [45] дослідники намагалися визначити досвід зацікавлених сторін і партнерів проекту з вимірюванням об'єму відновлюваних газів і визначити на основі їх даних прийнятний вміст цих газів для кожної вимірювальної технології. Результатом опитування є 26 відповідей, отриманих у 2019 році. Дані опитування, пов'язані з воднем, показані на рисунку 2.1.

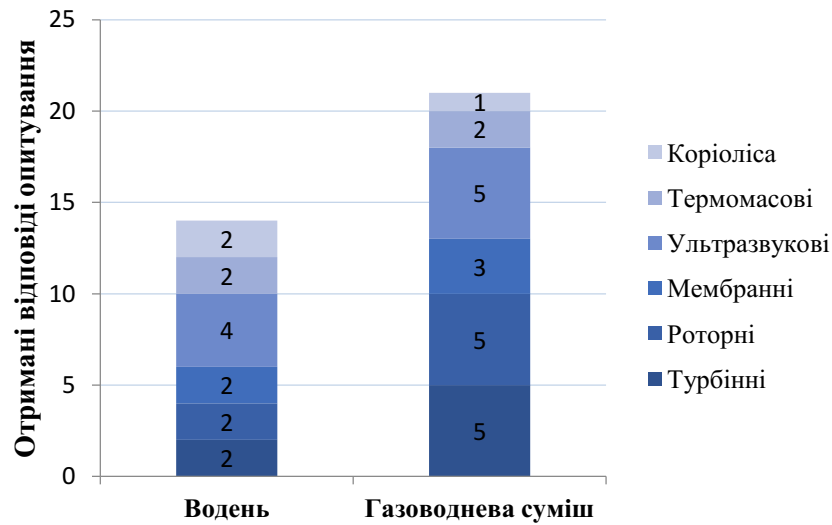


Рис. 2.1 – Кількість відповідей опитування щодо водню [45]

Слід зазначити, що в отриманих відповідях не вказано, чи стосуються вони лабораторних випробувань звичайних лічильників газу чи деяких внутрішньопромислових випробувань з відновлюваними газами. Із 14 відповідей, отриманих для водню, ультразвукові лічильники використовувалися в 29% випробувань. Відсоток для інших типів лічильників розподіляється порівну, по 14-15% для кожного типу лічильника. Для газоводневих сумішей найпоширенішими є випробування ультразвукових, турбінних та роторних лічильників, з 24% від 21 отриманих відповідей кожен, за ними йдуть мембранні лічильники з 14% [45].

Отже, виробники лічильників та стейкхолдери розглядають ультразвукові лічильники, як одну з найперспективніших технологій вимірювання як чистого водню, так і газоводневих сумішей. Для газоводневих сумішей значний потенціал вбачається також у роторних та турбінних лічильниках/ витратомірах.

2.2 Виклики, пов'язані з вимірюванням витрати та об'єму водню

2.2.1 Вміст водню

Перш за все, необхідно оцінити допустимий об'ємний вміст водню в суміші для точної роботи існуючих типів витратомірів та лічильників газу. Водень впливає на теплофізичні властивості сумішей, впливає на елементи конструкції лічильників та деякі експлуатаційні обмеження. Крім того, він впливає на похибки та невизначеності вимірювань. Згідно зі звітом North Sea Energy [46], домішки водню збільшують похибки та невизначеності вимірювань. Більше того, похибки зростають зі збільшенням концентрації водню.

За даними Farecogas, використання сумішей H₂-NG можливе в газотранспортних та газорозподільних мережах з вмістом водню до 10% за об'ємом. Вищі концентрації водню потребують подальших досліджень [43].

У другому документі EMPIR NewGasMet [47] зазначено, що існуюча газова мережа та кінцеві споживачі здатні працювати з концентрацією водню до 2% без будь-яких змін. Більшість елементів газової інфраструктури та побутових приладів можуть витримувати до 10% H₂ без або з незначними модифікаціями. Очікується, що вони можуть працювати з 20% водню з модифікаціями. Подальше збільшення концентрації водню потребує досліджень і розробок.

У цьому звіті також визначено діапазони складу газу, які застосовуються для вимірювання водню для 2 випадків (суміші H₂-NG та чистий H₂). Результати наведені в таблиці 2.2.

Таблиця 2.2 – Діапазони складу газу для 2 випадків обліку водню [47]

Компоненти	Водень	
	Випадок 1	Випадок 2
CH ₄ (% об.)	65 – 92	0
Інші вуглеводні (% об.)	5 – 15	0
CO ₂ (% об.)	0.2 – 1.5	0
CO (% об.)	0	0
N ₂ (% об.)	0.3 – 1.0	0
O ₂ (% об.)	-	0
H ₂ (% об.)	0 – 20	100
H ₂ O (% об.)	-	0
H ₂ S (мг/ м ³)	<5 мг/ м ³	0

У третьому документі NewGasMet автори посилаються на документ Marcogas, в якому зазначено, що концентрація водню 10% є першим кроком. Наступним кроком визначено 30% H₂ як пороговий рівень. Багато країн встановлюють 20% об'ємного вмісту водню як верхню межу для газотранспортної інфраструктури до 2030 року. Однак в рамках проекту THyGA концентрація водню на рівні 30% розглядається як можливий варіант. Щодо використання міського газу в минулому, 50% водню в суміші можна вважати поточним порогом [48].

2.2.2 Внутрішні витоки водню

Молекули водню набагато менші, порівняно з молекулами метану. Тому водень більш схильний до витоку через фланці або зварні шви витратомірів чи лічильників. Крім того, через розмір молекул водню та високу проникність, внутрішні витоки можуть відбуватися через матеріали та між ними [44].

2.2.3 Перевищення швидкісного діапазону роботи витратомірів

Теплота згоряння водню приблизно в 3 рази нижча порівняно з метаном. Відповідно, щоб доставити споживачу таку ж кількість енергії, потрібно в 3 рази більше водню [46]. Оскільки швидкість потоку водню в 3 рази вища порівняно з природним газом, проблемою доставки енергії можна знехтувати.

Інша проблема полягає в тому, що збільшення концентрації водню в природному газі призводить до збільшення швидкості потоку. Це може спричинити перевищення лімітів, на які розраховані лічильники. Відповідно, це може призвести до помилок вимірювання та виходу з ладу механічних компонентів обладнання [44].

2.3 Виклики, пов'язані з вимірюванням витрати та об'єму водню для конкретних типів лічильників

2.3.1 Механічні лічильники

Мембранні лічильники необхідно повторно відкалібрувати або відрегулювати їх показання для вимірювання водню та газозводневих сумішей. Точність вимірювання буде залежати від складу суміші, а внутрішні витоки можуть збільшити похибки. Водень впливатиме також на довговічність компонентів лічильника, особливо синтетичних діафрагм. У звіті PA Consulting [44] додають посилання на роботу Jarowski та ін., в якій зроблено висновок, що після випробування лічильників на довговічність не спостерігається значних метрологічних змін у похибках. Ці випробування проводилися з концентрацією водню 0 - 15% за об'ємом у складі суміші [44]. Для оцінки впливу водню на лічильник та зміну похибок необхідно провести довготривалі випробування на довговічність.

Під час проекту GRHYD було протестовано 2 мембранні лічильники газу типорозміру G4 з вмістом водню в суміші від 6 до 20%. Лабораторні випробування проводилися за допомогою 2 різних випробувальних стендів (BS2 та СТІ). Це було зроблено для того, щоб дослідити криві еталонної похибки для випробуваних лічильників. Лічильники мають однаковий розмір, виробника і моделі, і були протестовані з витратами від 0,04 до 6 м³/год. Результати показують, що додавання водню призводить до зниження показань лічильників. Розрахована додаткова похибка для першого лічильника

знаходиться в діапазоні від -2,4% до -1%, а для другого лічильника в діапазоні від -1,4% до -0,1%. Також не було отримано значних відхилень результатів у діапазоні від 10% до 20% вмісту водню. Слід зазначити, що спостерігався дрейф калібрувальної кривої до і після випробувань з водневими сумішами [45], [49].

У звіті GTI [50], розробленому для NREL, описані результати проекту NaturalНу щодо впливу водню на надійність лічильників газу. 3 лічильники газу з полімерними мембранами піддавалися впливу метану та воднево-метанової суміші з 50% вмістом водню. Кожен лічильник газу належить іншому виробнику лічильників газу: Gallus, Dresser та Elster. Порівнюючи результати між цими 2 тестовими газами, дослідники виявили, що лічильник Dresser показав позитивну зміну, тоді як лічильники Gallus та Elster - негативну. Однак різниця була меншою за 2% для всіх протестованих лічильників і зменшувалася зі зменшенням швидкості потоку газів. Тим не менш, можна зробити висновок, що різниця в показниках залежить від деталей виробника та конструкції лічильника.

У дослідженні Полмана, проведеному в рамках науково-дослідницької програми MEA з парникових газів, вивчався вплив водню на лічильники газу зі шкіряною та пластиковою діафрагмою. Лічильники газу піддавалися впливу природного газу та газоводневої суміші з 17% вмістом водню за витрат в межах 0,013 – 5 м³/год. Різниця в отриманих результатах між цими газами становила менше 0,1%. Також було зроблено висновок, що водень не впливає на необхідну продуктивність лічильників з 17% водню в суміші. Таким чином, дослідники не очікують, що існуючі лічильники газу в розподільчих системах будуть змінені [50].

В рамках проекту GRHYD ротаційний лічильник типорозміру G65 було випробувано з вмістом водню в суміші від 6 до 20%. Випробування проводилися на випробувальних стендах PLAT і СТІ з витратою від 1 до 100

м³/год. Як і у випадку з мембранними лічильниками, показання ротаційного лічильника були заниженими. Однак на роботу ротаційного лічильника вплив додавання водню до природного газу був незначним, його додаткові похибки становили менше 0,3 % [45].

В рамках проекту NewGasMet компанія VSL провела випробування ротаційного лічильника газу типорозміру G100 з використанням газоводневих сумішей за тисків 9 та 16 бар. Результати показують, що до 20% вмісту водню в суміші не викликають суттєвої різниці в похибках порівняно з результатами вимірювань природного газу [51]. Потенційною проблемою залишається те, що швидкість потоку може перевищувати обмеження лічильника за більш високих концентрацій водню. Також можуть виникати додаткові внутрішні витоки.

В рамках проекту E.ON було випробувано турбінний лічильник типорозміру G100 на тестовому стенді Pigsar. Випробування проводилися для газоводневих сумішей зі вмістом водню 2.5, 5, 7.5 і 10% за витрат від 16 до 160 м³/год. Еталонне калібрування проводилося з використанням природного газу за тиску 30 бар. Контрольні вимірювання без водню були проведені до і після випробування. Результати випробувань показали, що водень не вплинув на результати вимірювань [45].

Крім того, документі № 1 проекту NewGasMet [45] зроблено висновок, що на турбінні лічильники з витратою понад 400 м³/год, концентрація водню до 10% незначно впливає на вимірювання. Згідно зі звітом North Sea Energy, більшість виробників дійшли висновку, що існуючі турбінні лічильники можуть належним чином працювати з вмістом водню до 10% у суміші. Також було наведено відповіді постачальників вимірювального обладнання щодо можливих рівнів концентрації водню. Один з постачальників заявив, що турбінний лічильник, придатний для 100% водню, уже існує, але працює зі зниженою швидкістю потоку [46].

У звіті проекту EMPIR Metrology for Decarbonisation of the Gas Grid [52] зазначено, що кілька 6-дюймових турбінних лічильників були протестовані DNV з використанням газоводневих сумішей. Результати показують, що відхилення похибки як функції числа Рейнольдса за тиску в діапазоні 16-32 бар та концентрації водню до 30% подібні до значень, отриманих для природного газу. За низьких витрат спостерігається деяка залежність від тиску, що пов'язано з тертям у підшипниках.

Максимальна витрата турбінного лічильника з номінальним діаметром DN 600 мм дорівнює 24000 м³/год, незалежно від типу газів. Ця витрата приблизно відповідає швидкості потоку 24 м/с. При роботі з воднем необхідні більші значення допустимої швидкості потоку, однак вони можуть призвести до пошкодження механічних обертових частин [46]. За високого вмісту Н₂ також можуть виникнути проблеми з внутрішніми витокami, що впливають на похибки вимірювання. Густина газу пропорційна швидкості обертання турбіни лічильника. відповідно, нижче значення густини, спричинене додаванням водню, впливає на коефіцієнт стиснення лічильника. Це, в свою чергу також впливає на похибки [45]. Тим не менш, можна повторно відкалібрувати коефіцієнт стиснення для водню або газоводневих сумішей [46].

2.3.2 Немеханічні лічильники

Лабораторія NEL протестувала дві моделі побутових термомасових лічильників з вмістом водню до 20%. Для перевірки повторюваності результатів було протестовано по 2 лічильники газу кожної моделі. Всі результати були в межах максимально допустимої похибки для класу точності 1,5. Відхилення похибки між метаном і сумішшю становило менше 0,5%, і лише за певних витратах відхилення перевищувало 1%. Результати також показують, що повторюваність результатів не була стабільною.

NEL та РТВ провели випробування точності на одному побутовому лічильнику газу з повітрям та з воднем за витрат до $10 \text{ м}^3/\text{год}$. Це дослідження було проведено в рамках проекту NewGasMet, і було визначено, що отримані значення похибки відповідають класу точності 1.5. Також було встановлено, що крива похибок водню змістилася приблизно на 1% відносно кривої похибки азоту, і це зміщення знаходиться в допустимих межах.

В ході проекту NewGasMet також було проведено випробування на довговічність термомасових лічильників для роботи з воднем і природним газом протягом 6 місяців. Випробування для водню проводили як РТВ, так і ISSI, а випробування для природного газу - СМІ. СМІ також проводив випробування точності з використанням повітря до і після кожного випробування на довговічність. Було відзначено, що зміщення похибок як для водню, так і для природного газу були в межах допустимих 2%, що є максимальним відхиленням згідно з EN 17256 2021 [51].

Також потрібно зважати на теплопровідність, яка сильно залежить від складу газу. Зміни у компонентному складі суміші призведуть до похибок вимірювання, якщо не буде проведено відповідне калібрування або не буде внесено відповідні зміни у програмне забезпечення лічильника [45], [47].

Доки швидкість звуку залишається в межах діапазону, визначеного виробником перетворювача та електроніки, не очікується, що водень суттєво впливатиме на точність ультразвукового лічильника. Вища швидкість звуку може спричинити нездатність системи збору даних до точних вимірювань [45]. Оскільки швидкість звуку у водні в 3 рази вища, ніж у природному газі, це може призвести до збільшення похибок від загасання сигналу та часової роздільної здатності [44]. Співвідношення сигналу до шуму зменшується з підвищенням концентрації водню, що призводить до збільшення невизначеності вимірювань [46]. Також відхилення похибок можуть залежати від налаштувань програмного забезпечення лічильника. Під час проведених

DNV випробувань різних ультразвукових лічильників, саме програмне забезпечення було названо основною причиною відхилень результатів вимірювань [52].

Підвищена швидкість потоку водню порівняно з швидкістю потоку природного газу, встановлює також експлуатаційні обмеження на діапазон вимірювання витрати лічильника. Наприклад, максимальна витрата для ультразвукового лічильника номінального діаметру DN 600 мм становить 30000 м³/год, що відповідає швидкості газу 29 м/с. Для передачі такої ж кількості енергії воднем необхідна в 3 рази вища швидкість. Така висока швидкість призведе до порушення принципів ультразвукового вимірювання, оскільки ультразвукові хвилі не зможуть досягти приймача [46].

У раніше описаних випробуваннях проекту E.ON ультразвуковий лічильник типорозміру G100 був протестований з використанням газоводневих сумішей зі вмістом водню 2.5, 5, 7.5 і 10% за витрат від 16 до 160 м³/год. Було зроблено висновок про відсутність впливу водню на вимірювання ультразвукового лічильника, за винятком результатів при 10% концентрації водню [45].

Три моделі ультразвукових побутових лічильників були протестовані NEL для оцінки точності та повторюваності вимірювань для сумішей з вмістом водню до 20%. Кожна модель була представлена 2 зразками лічильників газу. Результати двох моделей лічильників газу відповідали межам класу точності 1.5, а відхилення результатів між водневмісною сумішшю та метаном були незначними. Третя модель була точною, однак при вмісті водню більше 15% були отримані великі похибки [51].

Згідно з опитуванням, наведеним у звіті North Sea Energy, один з виробників лічильників заявив про розробку ультразвукової системи вимірювання витрати для 100% водню. Однак детальніша інформація відсутня, оскільки процес і процедура вимірювання є конфіденційними. Інший

постачальник заявив, що він виготовив ультразвукові витратоміри, придатні для газоводневих сумішей з вмістом водню до 25%. Проте, цей лічильник працює зі зниженою швидкістю потоку [46].

Коріолісові лічильники застосовуються, в основному, для заправки водневих автомобілів на паливних елементах. Водень в складі суміші не впливає на принцип вимірювання, а зсув похибки з підвищенням концентрації водню за постійного потоку є незначним. В опитуванні зі звіту North Sea Energy два постачальники відзначили, що виготовляють лічильники Коріоліса для чистого водню. Один з цих постачальників заявив, що вимірювання витрати водню за меншого значення тиску, ніж 40 бар, є складним завданням через низьку густину водню. Також було наголошено на тому, що у зв'язку зі значними швидкостями палива може відбуватися ерозія матеріалу [46].

Згідно з [52], для точних вимірювань необхідна компенсація за швидкістю звуку та тиском. Більше того, компенсація за тиском є більш значущою для високої точності і повторюваності вимірювань. За наявності компенсації за тиском коріолісові лічильники будуть працювати з похибкою $\pm 0,5\%$ як для природного газу, так і для газоводневих сумішей.

Незважаючи на те, що диференційні манометри вважаються однією з рекомендованих технологій для промисловості (див. таблицю 2.1), не було знайдено жодної доступної літератури про проведення їх випробувань з воднем та газоводневими сумішами.

2.4 Наявні на ринку водневі витратоміри

Нещодавно на ринку з'явилося кілька витратомірів, придатних для водню та газоводневих сумішей. Оскільки процедури випробувань і сертифікації витратомірів спеціально для водню знаходяться на стадії розробки, лічильники відповідають директивам, документам і умовам випробування, що стосуються

витратомірів природного газу та інших газів. Нижче наведено перелік деяких витратомірів для водню з інформацією про відповідність та сертифікацію.

2.4.1 Немеханічні витратоміри

- FLOWSIC600-XT виробника SICK AG (для газоводневих сумішей);
- FLOWSIC500 виробника SICK AG (для газоводневих сумішей);
- FLOWSIC600 виробника SICK AG (для чистого водню);
- ALTOSONIC V12 виробника KROHNE (для чистого водню та газоводневих сумішей);
- USM GT400 виробника RMG Messtechnik GmbH (для чистого водню та газоводневих сумішей);
- FIOSONIC виробника Pietro Fiorentini S.p.a. (для газоводневих сумішей);
- FIOSONIC H виробника Pietro Fiorentini S.p.a. (для чистого водню);
- H2-SSM-ICON виробника Pietro Fiorentini S.p.a. (для чистого водню та газоводневих сумішей);
- H2-SSM виробника Pietro Fiorentini S.p.a. (для чистого водню)
- SGM6400 виробника Sensirion (для чистого водню та газоводневих сумішей);
- Domusnext 2.0 MMU6 H2 виробника MeterSIT (для чистого водню);
- Domusnext 2.0 MMU40 H2 виробника MeterSIT (для чистого водню).
- OPTIMASS 6400 виробника KROHNE (для чистого водню);
- TSMH 0450 виробника TRICOR (для чистого водню).

Компанія SICK AG заявила, що їх витратоміри схвалені для 30% вмісту водню [53]. FLOWSIC600-XT відповідає вимогам OIML R137 класу точності 0,5 та AGA9. Компанія заявила, що цей витратомір виготовлено відповідно до вимог OIML R 137-1&2:2012, OIML D 11:2013, ISO 17089-1, AGA-Report Nr. 9,

MID: 2014/32/EU, PED: 2014/68/EU, ATEX: 2014/34/EU, EMC: 2014/30/EU, ГОСТ 8.611-2013 та ГОСТ 8.733-2011 [54]. Вимірювач FLOWSIC500 відповідає вимогам OIML R137 класу точності 1 і відповідає вимогам MID: 2014/32/EU, OIML R 137-1 & 2:2012 і EN 12405:2010 для інтегрованого перетворення витрати [55].

Залежно від версії лічильника, FLOWSIC600 відповідає вимогам OIML R137 класу точності 0,5 або класу точності 1, а також AGA-Report Nr. 9, API 21.1, OIML D 11:2013, OIML R 137-1:2006, ISO 17089-1 та BS 7965 [56].

Компанія KROHNE заявила, що їх витратомір ALTOSONIC V12 підходить для водню та газоводневих сумішей і відповідає класу точності 0,5 відповідно до OIML R137. Нижче перераховані відповідності з іншою документацією: MI-002, AGA9 та ISO 17089 [57]. Слід зазначити, що компанія KROHNE надає у вільному доступі записи щодо застосування цих лічильників в промисловості. Для обліку витрати водню даний витратомір використовувався в нафтогазовій та хімічній галузях. У хімічній галузі ALTOSONIC V12 використовувався компанією Dow Benelux для обліку газоводневих сумішей. Для передачі витратомірів замовнику, компанія KROHNE обрала діапазон чисел Рейнольдса, який відповідає умовам експлуатації вимірювального обладнання підприємства. Витратомір був відкалібрований за шести витрат і сертифікований на відповідність директиви MID-002 [58]. У нафтогазовій промисловості ALTOSONIC V12 використовувався для вимірювання витрати водню при постачанні даного палива іншим організаціям. Нафтохімічний кластер Берре використовував ці витратоміри для обліку водню та виставлення рахунків за наступних умов: масова витрата 100...400 кг/год, тиск 9...15,7 бар і діапазон температур 0...20 °C. Вимірювання повинні бути мати компенсацію за тиском і температурою та відповідати вимогам Закону Сарбейнса-Окслі [59].

RMG заявила, що їхні ультразвукові лічильники атестовані для роботи з газоводневими сумішами з молярним вмістом водню до 30%. Компанія наразі проводить випробування своїх витратомірів для 100% водню [60]. Витратомір USM GT400 призначений для високоточного вимірювання великих витрат за високого тиску в трубопроводах і на газоперекачувальних станціях. RMG заявляє, що РТВ схвалив дану серію витратомірів за MID-директивою. Витратомір відповідає також АTEX, IECEx та CSA сертифікаціям. Серія USM GT400 доступна в діапазонах номінальних діаметрів DN80 - DN600 в стандартній комплектації, а витратоміри діаметрів DN700 - DN1000 можуть бути виготовлені за запитом. Ці номінальні розміри діаметрів відповідають максимальному діапазону витрат 650 - 108000 м³/год [61].

Компанія Pietro Fiorentini випустила кілька моделей ультразвукових витратомірів, придатних для роботи з воднем. Модель FIOSONIC підходить для сумішей з вмістом водню до 30%, тоді як витратоміри FIOSONIC H і H2-SSM підходять для чистого водню. H2-SSM-ICON – може експлуатуватися як з чистим воднем, так і з газоводневими сумішами з вмістом водню до 20%. FIOSONIC і FIOSONIC H призначені для промислового застосування і відповідають AGA-9, ISO 17089-1:2019, OIML R137-1&2, MID 2014/32/EU, PED 2014/68/EU, АTEX, IECEx, CSA і UL (cQPSus). Обидва лічильники мають похибку до 0,5% при заводському калібруванні та до 0,2% при калібруванні витрати за високого тиску. Номінальні діаметри знаходяться в діапазоні від DN 80 до DN 750 [62 - 64].

Лічильники H2-SSM-ICON та H2-SSM призначені для побутового використання. Обидва лічильники мають клас точності 1,5 і відповідають стандартам OIML R137 та EN 14236. Лічильник H2-SSM також відповідає вимогам MID та АTEX. Крім того, виробник планує отримати сертифікати UKCA, CPA та SMETS2. Щодо H2-SSM-ICON, Pietro Fiorentini планує сертифікувати лічильник відповідно до АTEX 2014/34/EU та RED 2014/53/EU.

Ці лічильники розроблені для витрати водню від 0,13 м³/год до 20 м³/год. Слід зазначити, що обидва лічильники також враховують компенсацію об'єму газу за температурою [64, 65].

Витратомір SGM6400 компанії Sensirion може працювати з газоводневими сумішами з вмістом водню до 23%, а також чистим воднем без зменшення швидкості його потоку. Витратомір є сертифікований згідно з OIML R137 (клас точності 1,5), а також відповідає стандарту EN 17526. SGM6400 виготовляється для діапазону витрати, що відповідає типорозмірам витратомірів від G1,6 до G25. Sensirion AG заявляє, що цей тип витратомірів підходить для побутового та промислового використання [66, 67].

У 2021 році компанія MeterSIT отримала MID-сертифікацію для витратоміра Domusnext 2.0 MMU6 H2, а для моделі Domusnext 2.0 MMU40 H2 - у 2022 році. Обидва витратоміри пройшли сертифікацію CPA та ATEX, мають клас точності 1,5 і були розроблені спеціально для водню. MMU6 H2 призначений вимірювати діапазон витрат 0,13...20 м³/год, а MMU40 H2 - 0,8...120 м³/год. MMU6 H2 був розроблений в рамках проекту Ну4Heat і був встановлений в Гейтсхеді у будинках, що отримують живлення від водню [68-70].

Масовий витратомір OPTIMASS 6400 має похибку $\pm 0,35\%$ для газів і відповідає стандартам OIML R117, OIML R137, MI-002, MI-005, API, AGA тощо. Компанія поставляє дані витратоміри з номінальними діаметрами від DN10 до DN300. KROHNE впровадила ці витратоміри в металургійній промисловості, металообробній промисловості та на електролізерних виробництвах водню. MERSEN Group використовує водень як технологічний газ для виробництва графіту і потребує точного визначення споживання водню. KROHNE встановила один лічильник DN 15 для спільного водневого трубопроводу з іншим підприємством та один лічильник DN 10 для потреб MERSEN Group. Коріолісовий витратомір для потреб MERSEN працює з

максимальною витратою 10 кг/год і тиском 10...11 бар. Оскільки він добре працює за густини газу нижче 1 кг/м³, він показав хорошу точність і задовольнив вимоги замовника. У проєкті Jupiter 1000 під керівництвом GRTgas, один лічильник DN 10 використовувався для обліку зеленого водню, що надходив з електролізерів. GRTgas потребує чіткої та узгодженої інформації щодо витрати та складу різних газів для оцінки технічної та економічної доцільності додавання водню в існуючі газові мережі та ефективності різних процесів електролізу [71, 72].

ТСМН 0450 - це коріолісовий витратомір високого тиску, сертифікований за OIML R137, MI-002, ATEX, IECEx та cCSAus. Компанія TRICOR заявляє, що їхній лічильник має похибку зчитування витрати $\pm 1\%$ та похибку повторюваності зчитування маси $\pm 0,5\%$. ТСМН 0450 випускається в трьох модифікаціях, що відповідають тискам 414, 690 і 1050 бар та номінальним витратам водню 184, 222 і 254 кг/год за 20 °C відповідно [73].

2.4.4 Механічні витратоміри

- TRZ03 виробника RMG Messtechnik GmbH (для газоводневих сумішей);
- TME400-VMF виробника RMG Messtechnik GmbH (для газоводневих сумішей);
- TME400-VCF виробника RMG Messtechnik GmbH (для газоводневих сумішей);
- TRZ03-K виробника RMG Messtechnik GmbH (для газоводневих сумішей);
- TME400-VM/ TME400-VC виробника RMG Messtechnik GmbH (для газоводневих сумішей);
- IM-TM H виробника Pietro Fiorentini S.p.a. (для чистого водню);
- IM-TM виробника Pietro Fiorentini S.p.a. (для чистого водню);

- IM-RM H виробника Pietro Fiorentini S.p.a. (для чистого водню);
- IM-RM виробника Pietro Fiorentini S.p.a. (для газоводневих сумішей);
- RS 2.0 виробника Pietro Fiorentini S.p.a. (для газоводневих сумішей);
- RST 2.0 виробника Pietro Fiorentini S.p.a. (для газоводневих сумішей).

RMG заявляє, що турбінний витратомір TRZ03 придатний для вимірювання до 30% молярного вмісту водню в суміші та є потенційно придатним для чистого водню в разі корекції числа Рейнольдса [60]. Цей лічильник пройшов випробування DIN-DVGW та отримав схвалення РТВ. Він відповідає вимогам АТЕХ, MID, PED, EN 12261 та OIML. TRZ03 виготовляється в типорозмірах від G 65 до G 16000, що відповідає максимальній витраті 100...25000 м³/год. Похибка для діапазону витрат від Q_{min} до 0,2Q_{max} становить ±1%, а для діапазону від 0,2Q_{max} до Q_{max} - ±0,5%. Слід зазначити, що наведені значення похибки актуальні для діапазону вимірювання 1:20 і за тиску вище 4 бар. Похибка калібрування досягає граничного значення за тиску нижче 4 бар, згідно з даними RMG [74].

Вимірювачі TME400-VMF та TME400-VCF компанії RMG придатні для вимірювання водню з концентрацією до 10% молярного вмісту. Постачальник заявляє, що лічильник TME400-VMF готовий до використання з чистим воднем, але у зв'язку з німецьким законодавством, його можна використовувати лише з 10% вмістом водню. Обидва витратоміри мають MID-сертифікацію, отриману в NMI, і відповідають вимогам EN 12261, АТЕХ, PED та EMV. Модель TME400-VCF додатково відповідає стандарту EN 12405 для коректора об'єму і має інтегровані вимірювання температури і тиску. Однією з особливостей TME400-VCF є розрахунок коефіцієнта стиснення відповідно до SGERG88, AGA8 GROSS M1 і M2, а також AGA NX19. Клас точності та умови застосування такі ж, як і для витратоміра TRZ03. Ці моделі витратомірів можна

виготовляються в типорозмірах від G 65 до G 4000, що відповідають максимальним витратам 100...6500 м³/год [75].

Об'ємні лічильники RMG - це компактні турбінні витратоміри з можливістю підрахунку об'єму. Об'ємний лічильник TRZ03-K підходить для промислового застосування у випадку відсутності вимог щодо передачі палива іншим суб'єктам діяльності. Він є технічно придатний для вимірювання концентрації водню до 100 %. Цей лічильник розрахований на тиск до 100 бар і максимальну витрату 100...25000 м³/год. Він відповідає вимогам АТЕХ 2014/34/EU і PED 2014/68/EU, має межу похибки $\pm 2\%$ для діапазонів Q_{\min} до $0,2Q_{\max}$ і $\pm 1\%$ від $0,2Q_{\max}$ до Q_{\max} з повторюваністю результатів вимірювань $\pm 0,1\%$ [60], [76].

Вимірювачі об'єму TME400-VM і TME400-VC є новим поколінням TRZ03-K. Вони відповідають директивам EMV 2014/30/EU, АТЕХ 2014/34/EU та PED 2014/68/EU. Крім того, TME400-VC відповідає вимогам SGERG88, AGA 8 Gross Methods, AGA NX19 і ГОСТ30319 завдяки вбудованому коректору об'єму. TME400-VM технічно придатний для вимірювання чистого водню, а TME400-VC - до 10% молярного вмісту водню. Діапазон вимірювання становить 25...10000 м³/год максимальної витрати для номінальних діаметрів 25...400 мм. Межі похибки вказані для природного газу і становлять $\pm 1...3\%$ в залежності від номінального діаметру та витрати [60], [77, 78].

Витратомір IM-TM від Pietro Fiorentini підходить для вимірювання витрати газозводневих сумішей з вмістом водню до 25%, тоді як IM-TM H підходить для чистого водню. Обидва лічильники мають точність $\pm 2\%$ для Q_{\min} до Q_t і $\pm 1\%$ для Q_t до Q_{\max} . Дані витратоміри відповідають вимогам EN 12261, MID, АТЕХ та PED. Вони виготовляються з алюмінієвим корпусом у типорозмірах від DN 50 до DN 200, а з корпусом з вуглецевої сталі - DN 300. Діапазон витрат становить 8...6500 м³/год [79, 80].

Pietro Fiorentini заявляє, що їх роторний витратомір IM-RM може працювати з об'ємною концентрацією водню 25%, а також мають розроблену версію для чистого водню (IM-RM H). Витратоміри IM-RM та IM-RM H дозволяють вимірювати витрату в діапазоні від 0,5 до 1000 м³/год з відтворюваністю результатів 0,1% і точністю $\pm 2\%$ для Q_{\min} до Q_t та $\pm 1\%$ для Q_t до Q_{\max} . Ці витратоміри мають модифікації з номінальним діаметром від DN 40 до DN 150 і відповідають вимогам EN 12480, OIML R137 1&2:2012, MID 2014/32/EU, ATEX 2014/34/EU та PED 2014/68/EU [81, 82].

Побутові мембранні лічильники газу, придатні для вимірювання до 20% водню за об'ємом, були розроблені компанією Pietro Fiorentini. RS 2.0 використовується для вимірювання об'єму газу за атмосферних умов, а RST 2.0 – для вимірювання об'єму газу з температурною компенсацією. Обидва лічильники мають клас точності 1,5 і випускаються в типорозмірах G4 і G6, що відповідають витратам 0,04...6 і 0,06...10 м³/год. Ці лічильники відповідають вимогам MID та DIN EN 1359:2017 [83].

2.5 Комерційний облік водню для виставлення рахунків

Більшість перелічених технологій вимірювання вимагають даних про склад газу/суміші для забезпечення точних вимірювань витрати або об'єму. Найпоширенішими методами визначення складу газу є методи газової хроматографії, що потребують значних модифікацій або навіть заміни для точного визначення вмісту водню. Для точного вимірювання вмісту водню хроматографи потребують також гелій як додатковий газ-носіє [84]. Теплопровідність водню близька до теплопровідності гелію, тому чутливість хроматографа знижується за низького вмісту водню. У звіті North Sea Energy пропонується використовувати інший газ-носіє, наприклад, аргон [46].

Згідно з дослідженням Інституту економіки енергетики та технологій енергетичних систем Фраунгофера щодо допустимих рівнів концентрацій

водню, хроматографи, придатні для 25% вмісту водню за об'ємом, вже існують [84]. Крім того, альтернативні варіанти можуть бути рішенням, як наприклад, інфрачервоний спектрометр, розроблений Fraunhofer IEE, Brenngas-Messsystem EcoSpectro та RMA Mess und Regeltechnik GmbH & Co KG. Цей спектрометр був доповнений датчиком теплопровідності, оскільки водень не може бути виявлений методом абсорбційної спектроскопії в інфрачервоному світлі через свою молекулярну структуру. Перед проведенням випробувань на водні його випробовували протягом кількох місяців на природному газі. Після додавання водню спектрометр показав точність вимірювання вмісту водню в діапазоні до 100 ppm. Основними перевагами ІЧ-спектрометрії з датчиком теплопровідності є значно нижча ціна порівняно з газовою хроматографією, менша операційна складність і вища швидкість вимірювання. Спектрометр також не потребує продувних газів і не потребує перекалібрування протягом декількох місяців [85].

Оскільки водень має схильність до витоку, можна припустити, що кількість водню в системі може відрізнятися від кількості доданого водню в точці змішування. Крім того, обсяг споживання водню буде змінюватися нелінійно через приблизно в 3 рази нижчу теплоту згоряння порівняно з природним газом. Нелінійність споживання суміші показана на рисунку 2.1 для Н-газу за стандартних температури та тиску та умови незмінної кількості енергії, яку потрібно забезпечити [86].

Для визначення обсягу використаного водню (окремо від споживання суміші) можуть бути використані деякі аналітичні методи. Його можна розрахувати, наприклад, за допомогою поліноміальної регресії або штучних нейронних мереж (ШНМ). Оскільки ШНМ потребують значних наборів даних для навчання, код з регресійним аналізом може бути простішим варіантом. Рівняння лінії тренду змінюватиметься через різний склад природного газу та вміст водню.

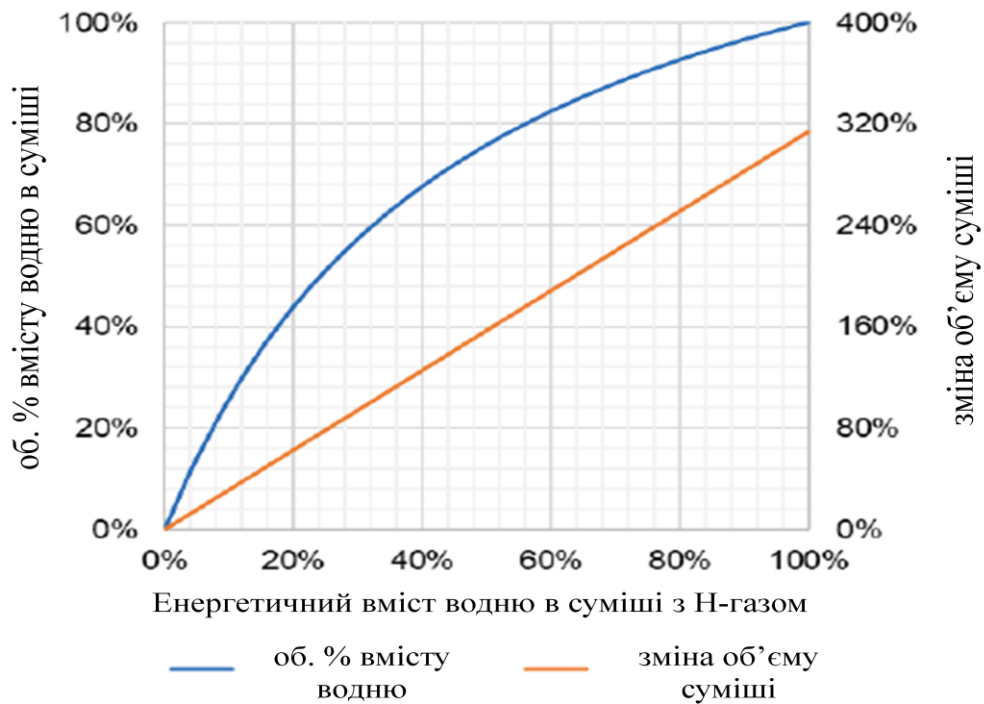


Рис. 2.2 – Зміна об'єму та об'ємний відсоток водню в Н-газі як функція енергетичного вмісту водню в суміші [86]

Однак до того спочатку необхідно сконцентруватися на вимірюванні об'єму газоводневих сумішей, що напряму залежить від тиску в системі та температури суміші. Тому застосування коректорів об'єму газу є надзвичайно важливим.

2.6 Особливості обліку газу за середнього та високого тиску

Об'єм газоводневих сумішей напряму залежить від тиску в системі та температури суміші, тому питання правильної роботи коректорів обсягів спожитого газу має велике значення. Коректор об'єму газу являє собою сукупність ЗВТ, що вимірює тиск газу, його температуру, і перетворює отримані значення об'єму газу від лічильників у значення за стандартних умов.

Згідно з наказом Міністерства палива та енергетики України № 618 від 27.12.2005 [87], на комерційних ВОГ вимірювання повинні проводитися лише з допомогою коректорів або обчислювачів об'єму газу у випадку, коли

максимальна об'ємна витрата перевищує $65 \text{ м}^3/\text{год}$ з будь-яким надлишковим тиском. Коректори об'єму газу також повинні використовуватися за витрат від $16 \text{ м}^3/\text{год}$ до $65 \text{ м}^3/\text{год}$ з надлишковим тиском більше $0,005 \text{ МПа}$.

Коректори об'єму газу потребують для обчислень введення даних умовно сталих величин, які відповідно до наказу № 618, являють собою густину газу за стандартних умов, атмосферний тиск, молярний вміст N_2 , CO_2 тощо. Індикатори даних приладів повинні відображати тиск та температуру газу, коефіцієнт стиснення газу, об'ємну витрату за експлуатаційних та стандартних умов [87].

Звідси впливає важливість точного визначення коефіцієнтів стиснення газозводневих сумішей.

2.7 Взаємозв'язок між теплотою згоряння та декарбонізацією

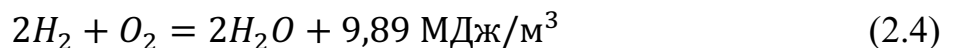
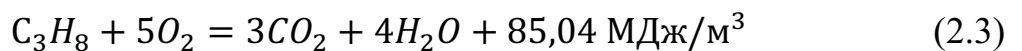
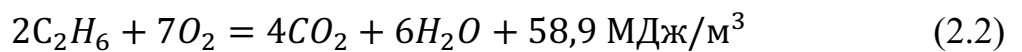
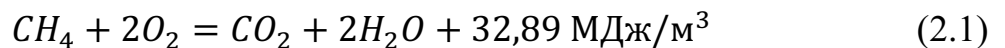
Парникові гази, що викидаються у атмосферу внаслідок споживання енергії, в основному включають в себе вуглекислий газ, метан, N_2O , CO , NO_2 , NO_3 та леткі органічні сполуки. При ідеальному процесі спалювання викопного палива, весь вуглець у складі хімічних сполук окислюється з утворенням CO_2 . Проте, враховуючи, що процес спалювання не є ідеальним, певна частина вуглецю залишається частково окисленою або уникає окислення. Таким чином викидається метан, CO , та леткі органічні сполуки [88].

Викиди N_2O виникають напряму при спалюванні палива, причому викиди вищі за нижчих температур горіння. NO_2 та NO_3 також утворюються при спалюванні палива, однак можуть формуватися на основі вмісту азоту у паливі або у повітрі, що подається для спалювання.

В Україні, згідно з [89], викиди CO_2 знизилися на 62,5% за період з 1990 р. По 2021 р. і становлять 341,5 млн. т на рік. У [90] наведено дані, що річні викиди діоксиду вуглецю в Україні знизилися з 706,23 млн. т у 1990 році до 210,15 млн. т у 2021-му. Дані показують, що природний газ є другим

найбільшим забруднювачем атмосфери після вугілля в Україні. Станом на 2021-й рік викиди від споживання вугілля становлять 103,8 млн. т, від природного газу – 59,84 млн. т, а від нафти – 37,05 млн. т.

Як зазначено у [91], вміст вуглецю у паливі та нижча теплота згоряння є центральними елементами для точного розрахунку викидів від викопного палива. Це можна відобразити наступними рівняннями для процесу спалювання вуглеводнів, а також рівнянням процесу спалювання водню [92]:



Насичені вуглеводні виділяють більше енергії при спалюванні, тож їх вміст у складі природного газу буде підвищувати нижчу та вищу теплоту згорянь. Водночас, зростає вміст вуглецю, що впливатиме на підвищення рівня викидів CO_2 у атмосферу.

Для різних складів природного газу коефіцієнт викидів буде змінюватися в залежності від теплоти згоряння цього газу, відповідно можна точніше обліковувати викиди. Наприклад, у [91] було проведено порівняння коефіцієнту викидів для природного газу, що походить із 5-ти країн і споживається у Німеччині. Значення теплоти згоряння та коефіцієнту викидів наведені у таблиці 2.3.

Таблиця 2.3 – Значення коефіцієнту викидів в залежності від теплоти згоряння [91]

Показник	Проба газу								
	1	2	3	4	5	6	7	8	9
ННВ, МДж/м ³	35,26	35,5	35,81	35,65	40,64	40,96	40,18	40,53	44,59
LHV, МДж/м ³	31,81	32,02	32,3	32,15	36,68	36,98	36,23	36,56	40,35
Коеф. викидів т CO_2 /ТДж	55,9	55,63	55,76	55,41	56,12	56,62	55,16	55,32	57,26

Перші 4-ри проби відповідають пробам L-газу, наступні – пробам H-газу. Для проб H-газу чітко простежується зменшення викидів за нижчих значень нижчої теплоти згоряння, на відміну від проб L-газу.

У [92] було досліджено рівень викидів вуглекислого газу від сумішей газів, що використовуються у печах. В таблиці 2.4 відображено склад досліджуваних зразків. Проби були підібрані таким чином, що нижча теплота згоряння змінювалася від 29,8 МДж/м³ до 74,52 МДж/м³. Нижча теплота згоряння зростає, починаючи від теплоти згоряння природного газу, до паливної суміші газу № 4.

Таблиця 2.4 – Проби досліджуваних газів [92]

Компонент	Суміш газу				
	1	2	3	4	Природний газ
CH ₄	55	70	25	35	97
C ₂ H ₆	10	0	8	3	1
C ₃ H ₈	0	16	25	35	1
C ₄ H ₁₀	4	5	10	12	0
C ₂ H ₄	5	3	10	7	0,5
C ₃ H ₆	2	0	5	8	0,5
H ₂ S	4	1	2	0	0
H ₂	20	5	15	0	0

За результатами досліджень, концентрація вуглекислого газу в продуктах горіння становила 9,5% у випадку спалювання природного газу. Для четвертої суміші паливного газу, яка містить найбільшу кількість вуглецю, значення концентрації CO₂ у складі продуктів горіння становить близько 11,4% [92].

Домішування до 20% об. водню до складу газу зменшуватиме кількість вуглецю в суміші, що загалом дозволить знизити рівень викидів CO₂ в атмосферу і частково декарбонізувати постачання природного газу. Для проби природного газу та газоводневих сумішей, наведених у таблиці 2.5, проведено розрахунок викидів CO₂ за допомогою калькулятора RMG [93], який враховує компонентний склад газу. Результати розрахунків відображені у вигляді відношення маси викидів до енергії вищої (H₀) та нижчої (H_U) теплоти

згоряння, а також представлені у кг/м^3 газу за стандартних умов, і наведені у таблиці 2.6.

Таблиця 2.5 – Компонентний склад газоводневих сумішей

Компонентний склад, % мол.												
C1	C2	C3	i-C4	n-C4	нео-C5	i-C5	n-C5	C6+	O ₂	N ₂	CO ₂	H ₂
94,5614	2,8812	1,0067	0,1505	0,1978	0,0022	0,0418	0,0351	0,0426	0,0039	0,8217	0,2551	0
94,2613	2,7682	0,9587	0,1474	0,1946	0,0022	0,0328	0,0347	0,0416	0,0037	0,8167	0,2381	0,5
93,8811	2,7172	0,9367	0,1437	0,1918	0,0019	0,0326	0,0334	0,0413	0,0035	0,7977	0,2191	1
93,2424	2,4944	0,8388	0,1375	0,1878	0,0168	0,0317	0,0326	0,0405	0,0032	0,7868	0,1875	2
91,0332	2,0772	0,7102	0,1221	0,173	0,0127	0,0291	0,0314	0,0382	0,0029	0,6177	0,1523	5
88,0943	2,3721	0,6205	0,1176	0,147	0,0121	0,0266	0,0308	0,0343	0,0024	0,8897	0,1526	7,5
86,6857	1,6884	0,5438	0,1686	0,1367	0,0113	0,0242	0,0289	0,034	0,0019	0,5466	0,1299	10
84,2532	1,5621	0,5087	0,0978	0,1175	0,0109	0,0239	0,0273	0,0298	0,0019	0,6718	0,1951	12,5
82,2114	1,3888	0,4892	0,0972	0,1137	0,0096	0,0212	0,0238	0,0267	0,0016	0,4972	0,1196	15
79,1745	1,8091	0,7723	0,0966	0,1082	0,0088	0,0201	0,0216	0,0255	0,0014	0,2732	0,1887	17,5
78,3277	0,7267	0,3452	0,0874	0,0954	0,0081	0,0174	0,0202	0,0227	0,0013	0,2475	0,1004	20

Таблиця 2.6 – Розраховані викиди CO₂

№	Викиди		
	кг/МДж (H ₀)	кг/МДж (H _U)	кг/м ³
1	0,0503	0,0557	1,9368
2	0,0502	0,0556	1,9228
3	0,0501	0,0555	1,9116
4	0,0499	0,0553	1,8859
5	0,0493	0,0547	1,8190
6	0,0489	0,0543	1,7677
7	0,0484	0,0537	1,7147
8	0,0479	0,0532	1,6572
9	0,0473	0,0527	1,6095
10	0,0471	0,0523	1,5848
11	0,0462	0,0514	1,5021

Як видно з таблиці 2.6, додавання 20% об. водню до даної проби природного газу дозволяє знизити викиди вуглекислого газу на 0,43 кг за кожен спожитий метр кубічний даної суміші.

РОЗДІЛ 3

ВИЗНАЧЕННЯ КОЕФІЦІЄНТУ СТИСНЕННЯ ГАЗОВОДНЕВИХ СУМІШЕЙ КОРЕЛЯЦІЙНИМИ МЕТОДАМИ

Як згадувалося раніше, транспортування газопроводами є найбільш економічно доцільним для постачання значних обсягів водню на великі відстані. Однак водень має значний вплив на більшість промислових матеріалів внаслідок високої проникної здатності, зумовлює підвищення їх крихкості та зниження пластичності, що може спричиняти появу дефектів. Для існуючих газотранспортних та газорозподільних мереж до 20% водню в складі газоводневої суміші вважають допустимою концентрацією, для якої відсутня потреба модифікації мережі [33]. 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 компонентного складу, температури та тиску. Для газоводневих сумішей такий підхід слід перевірити з огляду на вміст водню у значимих концентраціях.

3.1 Порівняння фізичних властивостей водню та природного газу та вплив водню на коефіцієнт стиснення.

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 3.1 наведено порівняння ФХП для природного газу, метану та водню. Компонентний склад природного газу, для якого наведені ФХП наступний: 96,16% CH_4 , 1,096% C_2H_6 , 0,136% C_3H_8 , 0,021% $i\text{C}_4\text{H}_{10}$, 0,021% $n\text{C}_4\text{H}_{10}$,

0,006% iC_5H_{12} , 0,005% nC_5H_{12} , 0,001% N_2 , 2,54% CO_2 , 0,0002% H_2S , 0,006% H_2O [94].

Таблиця 3.1 – Порівняння фізико-хімічних показників природного газу, метану та водню [94], [95].

Властивість	Природний газ	Метан	Водень
Густина, $кг/м^3$	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 ³	36,59	39,8	12,7
Нижча теплота згоряння (LHV), МДж/м ³	32,97	35,8	10,8
Число Воббе вище (W_H), МДж/м ³	46,3	53	48
Число Воббе нижче (W_L), МДж/м ³	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. 3.2 та табл. 3.3) [95], [96].

Таблиця 3.2 – Розраховані властивості суміші газів за різних часток водню [95]

Властивість	Частка водню					
	0	0,2	0,4	0,6	0,8	1,0
ρ , $кг/м^3$	0,718	0,592	0,466	0,341	0,215	0,09
HHV, МДж/м ³	39,82	34,4	28,99	23,57	18,16	12,75
LHV, МДж/м ³	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 3.3 – Властивості суміші газів за різних часток водню [96]

Частка водню	Діапазон спалахування, %		HHV, кВт·год/м ³	Число Воббе, кВт·год/м ³
	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 [97]. 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 визначати за емпіричними кореляційними залежностями, рівняннями стану газу, або за допомогою нейронних штучних мереж [98]. Як зазначено у [98], 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 [97], точність визначень напряду сильно залежить від розмірів бази даних, використаних для тренувань нейромережі. Недостатня кількість даних не дозволить встановити чіткі залежності між величинами, що відповідати 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 газопроводних сумішей ще не є поширеною практикою, тож складно отримати достатньо великі набори реальних даних для тренування, валідації та тестування нейронних мереж.

Коефіцієнт стиснення залежить, окрім температури та тиску, ще і від компонентного складу газу чи суміші газів [99]. 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. [100-103]. 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 [104], допустима концентрація водню для SGERG-88 і AGA8 становить 10%, а GERG2004 – 40%. У [105] 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) [106]. 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 [107].

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) [99]. 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 дорогавартісним, 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 [108], може бути доцільним використання кореляційних методів визначення коефіцієнту стиснення для розрахунку витрати в такі

періоди за умови забезпечення необхідної точності. Особливо актуальним дане питання буде для транспортування газоводневих сумішей магістральними трубопроводами, яке потенційно ввійде до вжитку в найближчі роки.

3.2 Дослідження кореляційних методик визначення коефіцієнту стиснення природного газу для застосування з газоводневими сумішами

В Україні було прийнято кореляційні методики розрахунку коефіцієнту стиснення, описані у чинному СОУ 60.3- 0019801-100:2012 [109]. Один з методів базується на емпіричній формулі, яка враховує лише молярний вміст CO_2 (формула 3.1), а інший базується на використанні відносної густину газу (формула 3.2).

$$K = 1,00185 + P(0,0523625 - \frac{20,5799}{T} - 0,244369 \cdot x_{\text{CO}_2}) \quad (3.1)$$

де P – абсолютний тиск газу перед штуцером, МПа;

T – температура газу, К;

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

$$K = 1 - 5,5 \cdot 10^6 \cdot \frac{P \cdot \Delta_{\rho}^{1,3}}{T^{3,3}} \quad (3.2)$$

де P – абсолютний тиск газу перед штуцером, МПа;

T – абсолютна температура газу перед діафрагмою, К;

Δ_{ρ} – відносна густина газу.

У [110] було представлено удосконалений кореляційний метод розрахунку коефіцієнту стиснення природного газу, який базується на врахуванні трьох теплофізичних показників: нижчої теплоти згоряння, вищого числа Воббе та відсоткового молярного вмісту CO_2 у пробі газу. Даний метод був розроблений для підвищення точності вимірювання витрати газу, порівняно з методиками, описаними у СОУ 60.3-100. Рівняння даного методу представлене формулою 3.3:

$$K = \left(1,0907 - \frac{P}{46} \right) \cdot \left(1,002 - \frac{1,974 \cdot 10^{11} \cdot Q_H^{8,1}}{T^{3,3} \cdot W_B^9} + 5 \cdot 10^{-4} \cdot (20 - x_{CO_2})^{1,2} - 1,332 \cdot 10^{-9} \cdot Q_H^2 \right), \quad (3.3)$$

де K – коефіцієнт стисливості природного газу;

P – середній тиск газу на ділянці, МПа;

Q_H – теплота згоряння нижча, ккал/м³;

W_B – число Воббе вище, ккал/м³;

T – температура газу за стандартних умов, 293,15°К;

x_{CO_2} – відсотковий молярний вміст CO₂ в пробі природного газу.

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 [110]. Тож у випадку визначення коефіцієнтів стиснення природного газу доцільно застосовувати удосконалену методику, яку для зручності назвемо НВС.

Для газоводневих сумішей результати цих кореляційних методів можуть суттєво відрізнятись. Для проведення перевірки придатності даних трьох методів для газоводневих сумішей було відібрано 115 компонентних складів сумішей (див. додаток Б). Вміст компонентів природного газу було відібрано так, щоб вони знаходилися в межах, визначених при аналізі 1000 зразків компонентних складів з паспортів ФХП [111-113]. Концентрації водню було обрано на рівні 0,5, 1, 2, 5, 7,5, 10, 12,5, 15, 17,5 та 20%.

Зразок газоводневих сумішей наведено в таблиці 3.4 а їх ФХП – у таблиці 3.5

Таблиця 3.4 – Компонентний склад газоводневих сумішей

Компонентний склад, % мол.												
C1	C2	C3	i-C4	n-C4	neo-C5	i-C5	n-C5	C6+	O ₂	N ₂	CO ₂	H ₂
94,5614	2,8812	1,0067	0,1505	0,1978	0,0022	0,0418	0,0351	0,0426	0,0039	0,8217	0,2551	0
94,2613	2,7682	0,9587	0,1474	0,1946	0,0022	0,0328	0,0347	0,0416	0,0037	0,8167	0,2381	0,5
93,8811	2,7172	0,9367	0,1437	0,1918	0,0019	0,0326	0,0334	0,0413	0,0035	0,7977	0,2191	1
93,2424	2,4944	0,8388	0,1375	0,1878	0,0168	0,0317	0,0326	0,0405	0,0032	0,7868	0,1875	2
91,0332	2,0772	0,7102	0,1221	0,173	0,0127	0,0291	0,0314	0,0382	0,0029	0,6177	0,1523	5
88,0943	2,3721	0,6205	0,1176	0,147	0,0121	0,0266	0,0308	0,0343	0,0024	0,8897	0,1526	7,5
86,6857	1,6884	0,5438	0,1686	0,1367	0,0113	0,0242	0,0289	0,034	0,0019	0,5466	0,1299	10
84,2532	1,5621	0,5087	0,0978	0,1175	0,0109	0,0239	0,0273	0,0298	0,0019	0,6718	0,1951	12,5
82,2114	1,3888	0,4892	0,0972	0,1137	0,0096	0,0212	0,0238	0,0267	0,0016	0,4972	0,1196	15
79,1745	1,8091	0,7723	0,0966	0,1082	0,0088	0,0201	0,0216	0,0255	0,0014	0,2732	0,1887	17,5
78,3277	0,7267	0,3452	0,0874	0,0954	0,0081	0,0174	0,0202	0,0227	0,0013	0,2475	0,1004	20

Таблиця 3.5 – ФХП газоводневих сумішей за різних концентрацій водню

Фізико-хімічні показники газу обчислені на основі компонентного складу, 101,325 кПа											
H ₂ , %	ρ, кг/м ³	ρ, в. о.	HHV		LHV		W _H		W _L		
			ккал/м ³	МДж/м ³	ккал/м ³	МДж/м ³	ккал/м ³	МДж/м ³	ккал/м ³	МДж/м ³	
0	0,713	0,592	9195,02	38,50	8300,23	34,75	11948,82	50,03	10786,05	45,16	
0,5	0,709	0,588	9148,04	38,30	8256,43	34,57	11928,44	49,94	10765,74	45,07	
1	0,705	0,585	9112,93	38,15	8223,70	34,43	11916,02	49,89	10753,32	45,02	
2	0,696	0,578	9029,33	37,80	8145,84	34,11	11879,96	49,74	10717,73	44,87	
5	0,672	0,558	8811,74	36,89	7943,54	33,26	11795,64	49,39	10633,42	44,52	
7,5	0,659	0,547	8635,71	36,16	7781,12	32,58	11676,94	48,89	10521,16	44,05	
10	0,638	0,530	8467,56	35,45	7623,96	31,92	11636,33	48,72	10476,98	43,87	
12,5	0,622	0,516	8266,70	34,61	7437,90	31,14	11507,12	48,18	10353,49	43,35	
15	0,604	0,501	8119,81	34,00	7300,80	30,57	11469,86	48,02	10313,13	43,18	
17,5	0,594	0,493	8045,29	33,68	7232,02	30,28	11454,57	47,96	10296,65	43,11	
20	0,567	0,470	7768,94	32,53	6974,54	29,20	11328,22	47,43	10170,06	42,58	

Розрахунок коефіцієнтів стиснення було проведено за тиску 4,2 МПа та температури 20 °С відповідно до AGA8, HWC, і за формулами (Г.1) та (Г.2) додатку Г СОУ 60.3-100. Залежність коефіцієнту стиснення від частки водню для вказаного зразка наведено на рисунку 3.1.

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. Водночас, за більшого вмісту водню зростають похибки для кожного кореляційного методу.

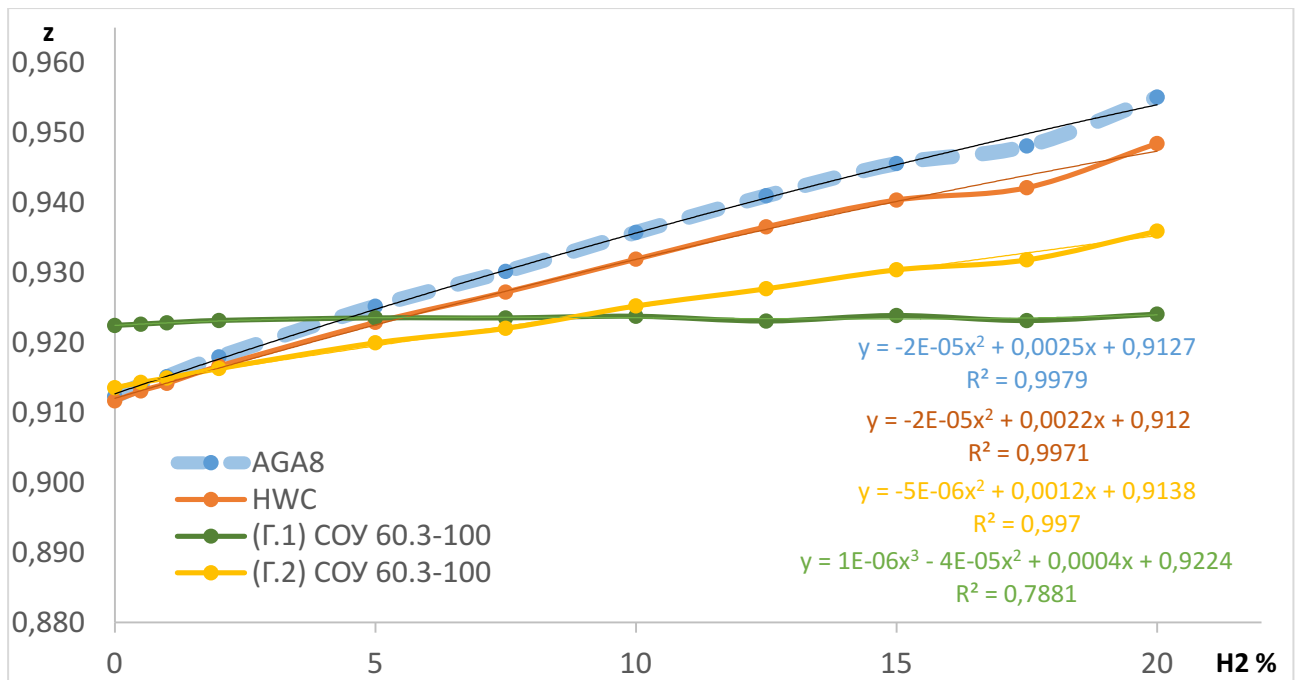


Рис. 3.1 – Залежність коефіцієнту стиснення від концентрації водню

Для наведених зразків газодневних сумішей похибка визначення коефіцієнту стиснення становить 96,20% для рівняння, що враховує лише вміст CO_2 , 47,66% - для рівняння, що враховує відносну густану і 14,01% для рівняння HWC.

Компонентний склад та фізико-хімічні показники всіх 115 проб сумішей наведені у додатку Б. Варто відзначити, що нижча теплота згоряння досліджуваних зразків змінюється в межах від 6794 ккал/м³ до 8593 ккал/м³. 6794 ккал/м³ відповідає значенню 28,45 МДж/м³, що значно виходить за нижню границю нижчої теплоти згоряння (32,66 МДж/м³), встановлену постановою № 2493 від 30.09.2015 р. Про затвердження Кодексу газотранспортної системи [114]. На рисунку 3.2 наведено діаграму розмаху коефіцієнта стиснення, розрахованого за AGA8, та значення, отримані за допомогою кореляційних рівнянь (3.1-3.3).

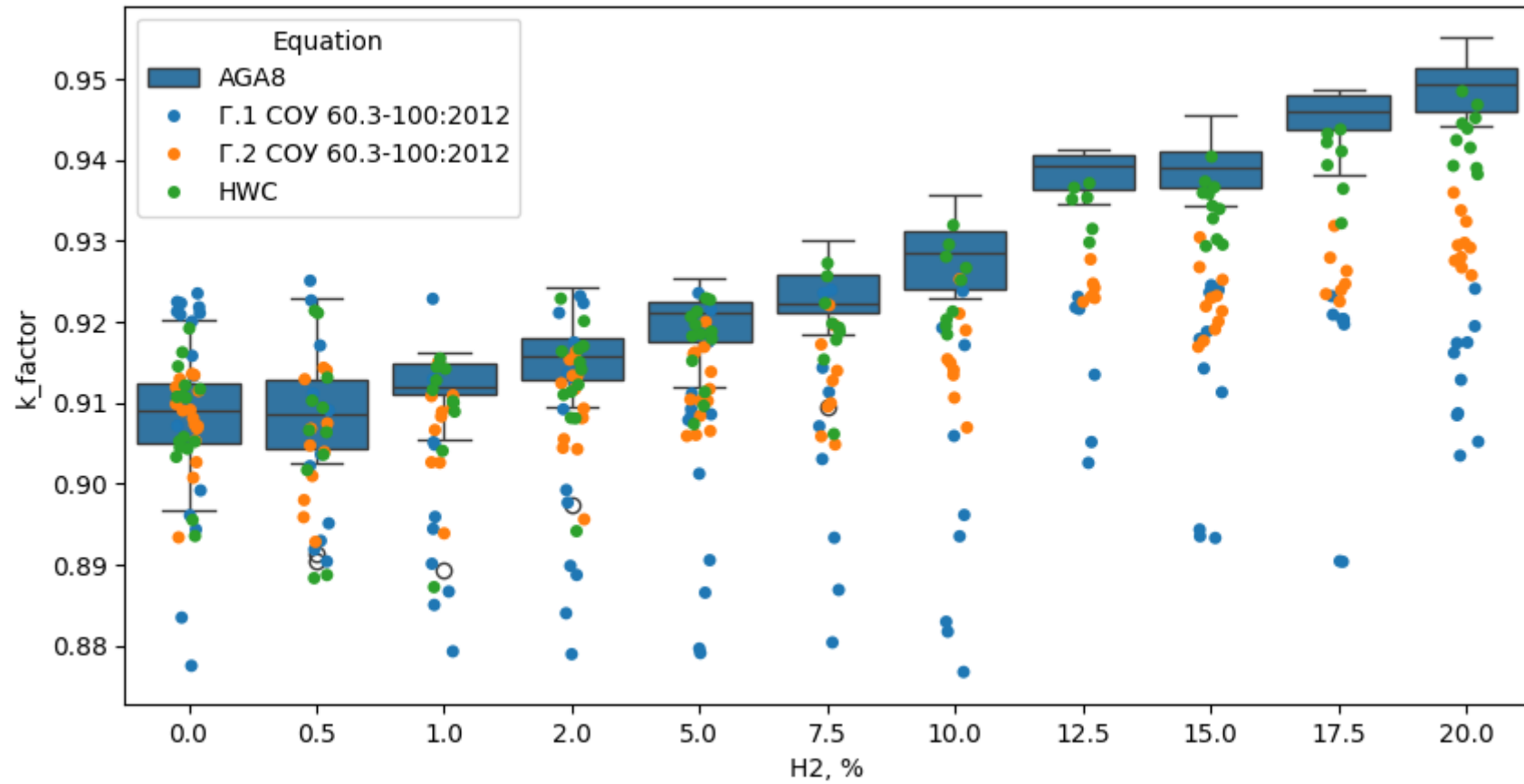


Рис. 3.2 – Діаграма розмаху цільових значень коефіцієнта стиснення та точкова діаграма розрахунку за кореляційними рівняннями

Як і на попередніх рисунках, найбільші відхилення результатів від AGA8 було отримано за методикою розрахунку за вмістом CO₂, далі – для методики розрахунку за густиною, і найточнішим з наведених методів був HWC. Похибка розрахованих коефіцієнтів стиснення для всієї вибірки становлять 111,87%, 45,83% та 9,54% відповідно.

Результати розрахунків коефіцієнтів стиснення газоводневих сумішей з об'ємним вмістом водню 0, 10 та 20%, а також порівняння їх значень відносно AGA8 наведено у таблиці 3.6. Розрахунки для всього набору даних наведені у додатку В.

Таблиця 3.6 – Порівняння методів визначення коефіцієнтів стиснення

H ₂ , %	К (AGA8)	К (HWC)	К (COY 60.3-100)		Δ (AGA8-HWC)	Δ (AGA8-(Г.2) COY 60.3-100)	Δ (AGA8-(Г.1) COY 60.3-100)
			Г.2	Г.1			
0	0,91231	0,9117	0,9135	0,9224	0,0006	-0,0012	-0,0101
0	0,90639	0,9057	0,9068	0,8961	0,0006	-0,0004	0,0103
0	0,89675	0,8935	0,8933	0,8775	0,0032	0,0034	0,0192
0	0,9048	0,9043	0,9071	0,8991	0,0005	-0,0023	0,0057
0	0,90713	0,9052	0,9026	0,8943	0,0019	0,0045	0,0128
0	0,91699	0,9162	0,9114	0,9235	0,0008	0,0055	-0,0065
0	0,91517	0,9145	0,9091	0,9133	0,0007	0,0061	0,0019
0	0,92018	0,9192	0,9098	0,9212	0,0010	0,0104	-0,0010
0	0,91298	0,9121	0,9129	0,9210	0,0009	0,0001	-0,0081
0	0,90662	0,9052	0,9053	0,9223	0,0014	0,0013	-0,0157
0	0,89659	0,8955	0,9007	0,8834	0,0011	-0,0041	0,0131
0	0,91146	0,9107	0,9073	0,9071	0,0008	0,0042	0,0043
0	0,91133	0,9108	0,9134	0,9218	0,0005	-0,0021	-0,0104
0	0,905	0,9045	0,9090	0,9208	0,0005	-0,0040	-0,0158
0	0,90399	0,9033	0,9081	0,9200	0,0007	-0,0041	-0,0160
0	0,91094	0,9106	0,9119	0,9158	0,0004	-0,0010	-0,0048
10	0,93573	0,9319	0,9252	0,9237	0,0038	0,0105	0,0120
10	0,92856	0,9251	0,9134	0,8829	0,0034	0,0152	0,0456
10	0,92305	0,9195	0,9106	0,9059	0,0036	0,0124	0,0172
10	0,93124	0,9280	0,9154	0,8817	0,0032	0,0159	0,0495
10	0,93031	0,9266	0,9210	0,9171	0,0037	0,0093	0,0132
10	0,93273	0,9295	0,9189	0,9192	0,0032	0,0138	0,0135
10	0,92464	0,9212	0,9140	0,8961	0,0034	0,0106	0,0285
10	0,92411	0,9203	0,9149	0,8935	0,0038	0,0092	0,0306
10	0,92295	0,9184	0,9069	0,8767	0,0045	0,0160	0,0462

**Завершення таблиці 3.6 – Порівняння методів визначення коефіцієнтів
стиснення**

H ₂ , %	K (AGA8)	K (HWC)	K (CO ₂ 60.3-100)		Δ (AGA8- HWC)	Δ (AGA8- (Г.2) CO ₂ 60.3-100)	Δ (AGA8- (Г.1) CO ₂ 60.3-100)
			Г.2	Г.1			
20	0,95507	0,9484	0,9359	0,9241	0,0066	0,0191	0,0310
20	0,94776	0,9415	0,9294	0,9084	0,0063	0,0183	0,0393
20	0,94412	0,9382	0,9257	0,9034	0,0059	0,0184	0,0407
20	0,94534	0,9392	0,9267	0,9052	0,0061	0,0187	0,0402
20	0,9488	0,9424	0,9297	0,9087	0,0064	0,0191	0,0401
20	0,94546	0,9390	0,9275	0,9173	0,0065	0,0179	0,0281
20	0,95001	0,9438	0,9291	0,9174	0,0062	0,0209	0,0326
20	0,95167	0,9451	0,9324	0,9161	0,0065	0,0193	0,0355
20	0,95323	0,9468	0,9337	0,9194	0,0065	0,0195	0,0338
20	0,95039	0,9445	0,9280	0,9128	0,0059	0,0224	0,0376

Для всього набору даних HWC має похибки від 9,54%, проте, у випадку зміни концентрації водню від 0 до 20% для газу з одного родовища (як показано на рисунку 3.2) можливо досягнути похибки результатів 14%. Як показують результати, необхідно адаптувати наведені кореляційні рівняння для визначення коефіцієнтів стиснення газоводневих сумішей, ввівши також змінну по об'ємному вмісту водню.

Методика визначення коефіцієнтів за вмістом CO₂ показує значні 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 абсолютного тиску до 1,2 МПа включно, температури від 0 до 30°C та густини газу в межах 0,66 – 0,7 кг/м³ за стандартних умов. Щодо молярного вмісту CO₂ вона призначена для концентрації 0 – 0,5% [109].

Як видно з рисунку 3.2, методика розрахунку лише за густиною має незначні відхилення від AGA8 за концентрацій водню від 1 до 5%, за вищих значень вмісту водню похибка зростає. Відповідно, дана методика також потребує введення змінної по вмісту водню.

Після проведення розрахунку коефіцієнтів стиснення газоводневих сумішей за кореляційними методами, можна зробити наступні висновки:

- 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, є найпростішою для розрахунків, однак має суттєві обмеження по тиску і температурі, вмісту CO_2 та густині газу. Відповідно, вона не може охоплювати значні діапазони газоводневих сумішей, оскільки водень сильно знижує густину суміші. Також дана методика характеризується значними похибками, тож враховуючи всі вище наведені факти, потребує удосконалення;
- методика з врахуванням лише густини теж проста і не вимагає складних обчислень. Точність її краща, ніж в методиці з врахуванням CO_2 , однак для обраного діапазону вмісту водню (до 20%) потребує модифікації;
- методика HWC показує найкращі результати, в порівнянні з іншими методиками (похибка 9,54% для всієї вибірки даних), однак вона і складніша для обчислень. Рівняння є поліноміальним рівнянням високих порядків, що може створювати додаткові похибки. Окрім того, вищі концентрації водню збільшують похибку розрахунку, тому доцільним є введення змінної по водню.

3.3 Удосконалення кореляційних методів визначення коефіцієнту стиснення.

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. 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 коефіцієнту стиснення наведено за формулою (3.1), то пропонуване рівняння набуде вигляду наступної математичної моделі (3.4).

$$K = 1,00185 + P(0,0523625 - \frac{20,5799}{T} - 0,244369 \cdot x_{CO_2} + k_1 \cdot x_{H_2}) \quad (3.4)$$

де P – абсолютний тиск газу перед штуцером, МПа;

T – температура газу, К;

X_{CO_2} – молярна частка діоксиду вуглецю;

X_{H_2} – молярний вміст водню;

k_1 – коефіцієнт при змінній по вмісту водню.

Різниця між результатами розрахунку коефіцієнтів стиснення за пропонованим та вихідним рівнянням буде:

$$\Delta K = K_2 - K_1 = 1,00185 + P(0,0523625 - \frac{20,5799}{T} - 0,244369 \cdot x_{CO_2} + k_1 \cdot x_{H_2}) - 1,00185 - P(0,0523625 - \frac{20,5799}{T} - 0,244369 \cdot x_{CO_2}) \quad (3.5)$$

Завданням дослідження є вирішення задачі знаходження оптимального значення коефіцієнту k_1 рівняння при X_{H_2} за якого досягається глобальний мінімум функції:

$$Y = \min \{ \Delta K = P \cdot k_1 \cdot x_{H_2} \text{ при } P_{\min} < P < P_{\max}; T_{\min} < T < T_{\max}; x_{CO_2_{\min}} < x_{CO_2} < x_{CO_2_{\max}}; x_{H_2_{\min}} < x_{H_2} < x_{H_2_{\max}} \} \quad (3.6)$$

Для проведення розрахунків було розглянуто близько 1000 компонентних складів природного газу [111-113], що постачається в Україні з метою визначення меж вмісту діоксиду вуглецю в пропонованій математичній моделі. Для того, щоб виключити вплив випадкових змін вмісту CO_2 у складі суміші, було зафіксовано його значення шляхом використання проби природного газу в середині діапазону по вмісту 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. Отримані проби сумішей природного газу та водню наведені у додатку Г.

Значення лівої частини рівняння (3.1) для регресійного аналізу отримуємо за результатами розрахунку коефіцієнту стиснення за рівнянням 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°C, 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 відрізнятися. Про це свідчать результати виконаних розрахунків. Для отримання значень вказаного коефіцієнта за різних значень P , T , X_{CO_2} та X_{H_2} було виконано наступні 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 (3.1);
- Виконано розрахунок коефіцієнтів регресійних рівнянь залежностей різниці значень коефіцієнтів стиснення за відповідних тисків від значень добутку тиску на вміст водню.

В таблиці 3.7 наведено розраховані значення коефіцієнта k_1 при складовій вмісту водню за різних значень тиску температури та вмісту діоксиду вуглецю.

Таблиця 3.7 – Значення коефіцієнтів при змінній по вмісту водню

T = -30°C					
	P ₁	P ₂	P ₃	P ₄	P ₅
X _{CO2 1}	0,085938	0,101211	0,12677	0,130549	0,090462
X _{CO2 2}	0,085488	0,100263	0,124187	0,127904	0,090157
X _{CO2 3}	0,085127	0,099342	0,121834	0,125403	0,08976
T = 0°C					
	P ₁	P ₂	P ₃	P ₄	P ₅
X _{CO2 1}	0,061545	0,066988	0,073093	0,074911	0,067477
X _{CO2 2}	0,061336	0,066535	0,072299	0,073833	0,066581
X _{CO2 3}	0,061051	0,066097	0,071542	0,072819	0,065724
T = 20°C					
	P ₁	P ₂	P ₃	P ₄	P ₅
X _{CO2 1}	0,050259	0,053087	0,055587	0,055687	0,051916
X _{CO2 2}	0,050116	0,052775	0,055115	0,055072	0,051303
X _{CO2 3}	0,049864	0,052477	0,054653	0,054489	0,050714
T = 50°C					
	P ₁	P ₂	P ₃	P ₄	P ₅
X _{CO2 1}	0,038074	0,03898	0,0394	0,038623	0,036382
X _{CO2 2}	0,037831	0,038789	0,039138	0,038301	0,03604
X _{CO2 3}	0,037744	0,038586	0,038877	0,037994	0,035713

В процесі регресійного аналізу окрім коефіцієнта при змінній по водню було отримано коефіцієнт зміщення, який також потрібно ввести у існуюче рівняння.

Таблиця 3.8 – Значення коефіцієнтів зміщення

T = -30°C					
	P ₁	P ₂	P ₃	P ₄	P ₅
X _{CO2 1}	-0,00377	-0,02109	-0,06459	-0,08483	0,016214
X _{CO2 2}	-0,00691	-0,03676	-0,09313	-0,1269	-0,04561
X _{CO2 3}	-0,01008	-0,05258	-0,12221	-0,16968	-0,10775
T = 0°C					
	P ₁	P ₂	P ₃	P ₄	P ₅
X _{CO2 1}	-0,00032	0,004189	0,008738	0,02413	0,072585
X _{CO2 2}	-0,00359	-0,01248	-0,0235	-0,0234	0,008857
X _{CO2 3}	-0,00688	-0,02922	-0,05594	-0,07128	-0,05527
T = 20°C					
	P ₁	P ₂	P ₃	P ₄	P ₅
X _{CO2 1}	0,000756	0,011583	0,027213	0,052325	0,096483
X _{CO2 2}	-0,00257	-0,00545	-0,00603	0,003017	0,030845
X _{CO2 3}	-0,0059	-0,02254	-0,03939	-0,04651	-0,03507

Завершення таблиці 3.8 – Значення коефіцієнтів зміщення

T = 50°C					
	P ₁	P ₂	P ₃	P ₄	P ₅
X _{CO2 1}	0,001339	0,015706	0,036967	0,065797	0,105794
X _{CO2 2}	-0,00204	-0,00168	0,002879	0,015053	0,038328
X _{CO2 3}	-0,00543	-0,0191	-0,03129	-0,03582	-0,02931

Аналіз результатів, наведених у таблицях, свідчить, що значення коефіцієнтів рівняння не є постійними за різних тисків, температур та вмісті вуглекислого газу. Для вирішення задачі оптимізації вибору коефіцієнта при змінній складовій рівняння по водню, розраховано відхилення між взірцевими значеннями коефіцієнтів стиснення за AGA 8 та розрахунковими значеннями коефіцієнтів стиснення, отриманих за модифікованим рівнянням за різних значень P, T, X_{CO2}.

Таблиця 3.9 – Відхилення коефіцієнтів стиснення

T = -30°C					
	P ₁	P ₂	P ₃	P ₄	P ₅
X _{CO2 1}	0,000153	0,001497	0,007272	0,010512	0,001948
X _{CO2 2}	0,000155	0,00148	0,006933	0,010357	0,00234
X _{CO2 3}	0,00015	0,001454	0,006643	0,01017	0,002672
T = 0°C					
	P ₁	P ₂	P ₃	P ₄	P ₅
X _{CO2 1}	0,00011	0,000825	0,002523	0,004714	0,004661
X _{CO2 2}	0,000109	0,000817	0,002469	0,004587	0,00459
X _{CO2 3}	0,000108	0,000814	0,002427	0,004471	0,004515
T = 20°C					
	P ₁	P ₂	P ₃	P ₄	P ₅
X _{CO2 1}	9,12E-05	0,000609	0,001611	0,002852	0,00342
X _{CO2 2}	9,25E-05	0,00061	0,001592	0,002791	0,003359
X _{CO2 3}	8,73E-05	0,000603	0,001567	0,002747	0,003299
T = 50°C					
	P ₁	P ₂	P ₃	P ₄	P ₅
X _{CO2 1}	6,77E-05	0,000424	0,000997	0,001624	0,002084
X _{CO2 2}	6,78E-05	0,00042	0,000987	0,001602	0,002058
X _{CO2 3}	7,23E-05	0,000421	0,000978	0,001582	0,002032

Візуальна репрезентація залежностей значень похибок від тиску та вмісту CO₂ за температур -30, 0, 20 та 50°C наведена на рисунках 3.4-3.7 відповідно.

Аналіз значень похибок, наведених у таблиці 4, свідчить, що вплив вмісту CO₂ на похибку визначення коефіцієнта стиснення на 2 порядки нижчий, ніж

вплив зміни тиску, тому ним можна знехтувати. 3Д площини похибок показують, що вплив температури на значення похибки значно менший, ніж вплив тиску, але значення температури впливає на характер зміни похибки. Різниця значень коефіцієнтів стиснення за температури -30°C знаходиться в межах від 0 до 0,01; за температури 0°C - від 0 до 0,005; за температури 20°C - від 0 до 0,0035 та від 0 до 0,002 за температури 50°C .

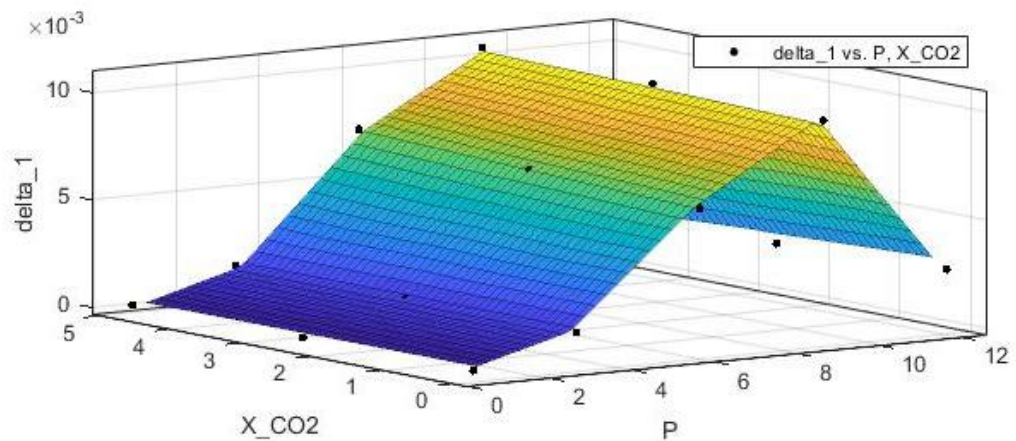


Рис. 3.4 – Залежність значень похибки коефіцієнта стиснення від вмісту CO_2 та тиску за температури -30°C

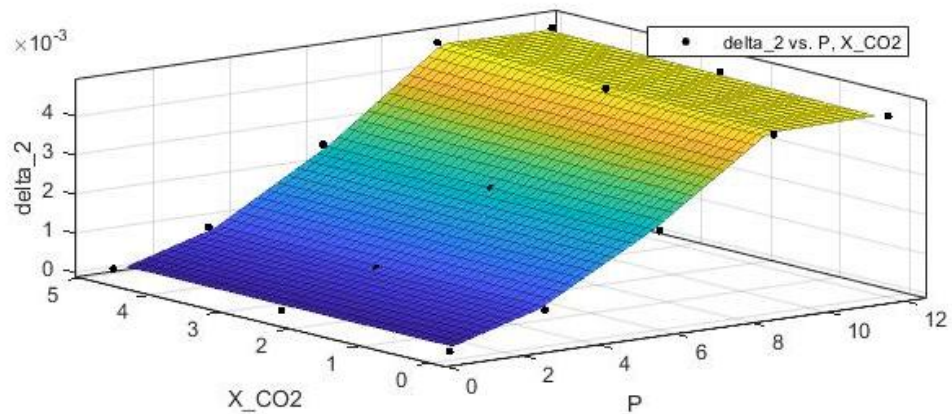


Рис. 3.5 – Залежність значень похибки коефіцієнта стиснення від вмісту CO_2 та тиску за температури 0°C

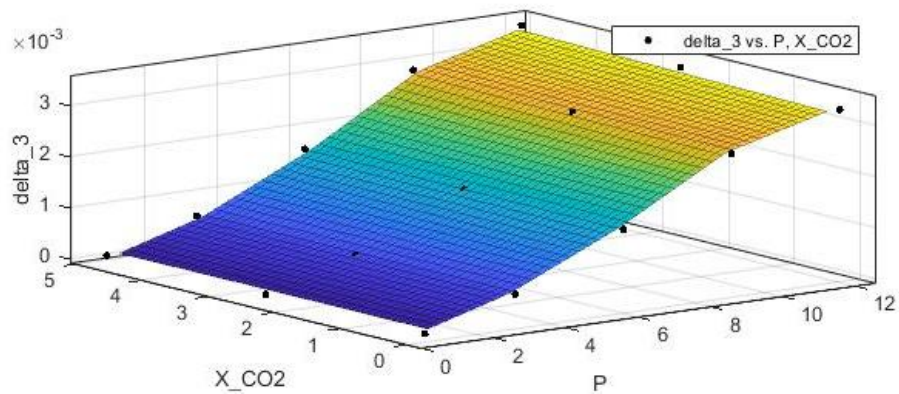


Рис. 3.6 – Залежність значень похибки коефіцієнта стиснення від вмісту CO_2 та тиску за температури 20°C

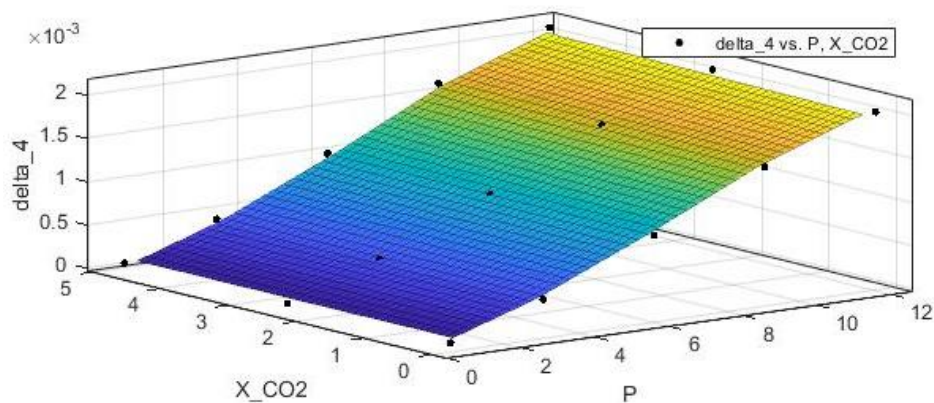


Рис. 3.7 – Залежність значень похибки коефіцієнта стиснення від вмісту CO_2 та тиску за температури 50°C

Зростання тиску за умови зростання температури призводить до максимального зростання похибки до 0,01 за температури -30°C та 0,002 за температури 50°C . Таким чином, в діапазоні температури від 0 до 50°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 по водню, як функцію тиску. Якщо ж вплив зміни тиску на коефіцієнт стиснення призводить до допустимої похибки на рівні 0,005 – доцільно вибирати значення коефіцієнта при змінній по водню за номінальної температури 20°C та тиску 6 МПа. Таким чином, отримуємо оптимальне значення коефіцієнта 0,055115 та константи зміщення -0,00603.

Вирішити задачу оптимізації в повній мірі за допомогою методів

математичного аналізу є неможливо, оскільки залежність похибки визначення коефіцієнта стиснення від вмісту водню є суттєво нелінійною кривою, хоча і не містить оптимумів.

Для рівняння (3.2), в результаті аналогічних розрахунків було отримано значення коефіцієнта $k_1 = 0,029908$ та коефіцієнт зміщення $-0,00633$.

Таким чином, кінцеві рівняння набувають виду:

$$K = 0,995823 + P(0,0523625 - \frac{20,5799}{T} - 0,244369 \cdot x_{CO_2} + 0,055115 \cdot x_{H_2}) \quad (3.7)$$

$$K = 0,99367 - 5,5 \cdot 10^6 \cdot P \cdot \frac{\Delta R^{1,3}}{T^{3,3}} + P \cdot 0,029908 \cdot x_{H_2} \quad (3.8)$$

При розрахунку коефіцієнтів стиснення за модифікованими рівняннями та порівнянні їх похибок із похибками кореляційних рівнянь, наведених у СОУ 60.3-0019801-100:2012, було отримано наступні результати. Похибки визначення коефіцієнтів стиснення за формулою (3.7) за концентрацій CO_2 на рівні 4,826 та 2,413% нижчі, ніж за формулою (3.1) при значеннях тиску, більших за 2 МПа. За концентрацій діоксиду вуглецю, близьких до 0, та за тиску 0,5 МПа і різних температур похибки розрахунків за рівнянням (3.7) значно нижчі. Однак, при зростанні тиску рівняння (3.1) показує кращі результати, хоч і не є чутливим до змін вмісту водню. Така тенденція виявилася через введення коефіцієнту зміщення, отриманого в ході регресійного аналізу.

При застосуванні формули (3.8) похибки визначення коефіцієнтів стиснення є більшими за похибки рівняння (3.2) 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 (3.8) характеризується вищою точністю, однак є певні відхилення при низьких чи високих температурах. Розрахунки показують, що для тисків 0,5 та 1 МПа більше значення похибки спричинене знову ж таки коефіцієнтом зміщення. Проте, значення похибок за рівняннями (3.2) та (3.8) в більшості є нижчими за значення похибок рівняння (3.7). На

рисунках 3.8 та 3.9 відображено гістограми розподілу похибок розрахунку коефіцієнтів стиснення за модифікованими рівняннями по вмісту CO_2 та за відносною густиною. Значення розрахованих похибок визначення коефіцієнтів стиснення за модифікованими рівняннями наведено у додатку Д.

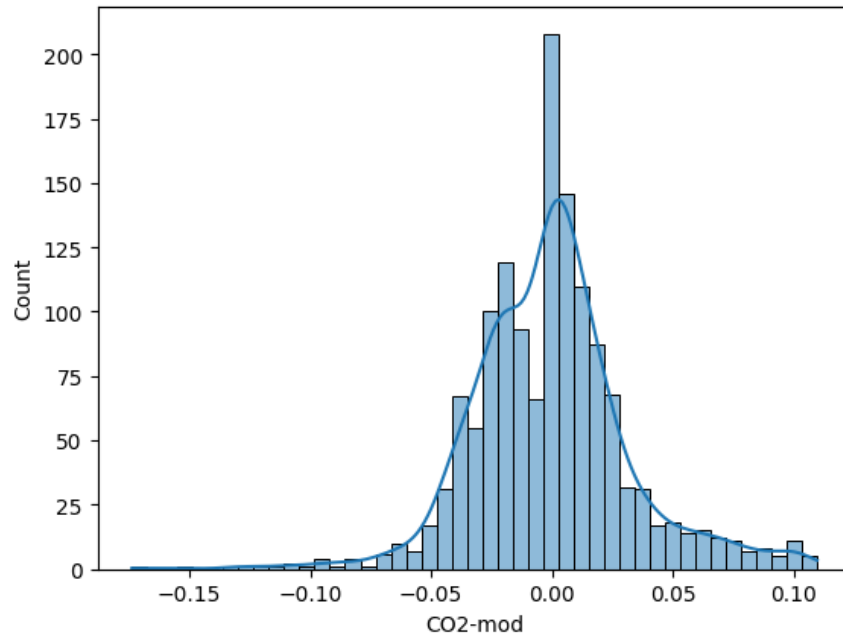


Рис. 3.8 – Гістограма розподілу похибок коефіцієнта стиснення, визначеного за модифікованим рівнянням по вмісту CO_2

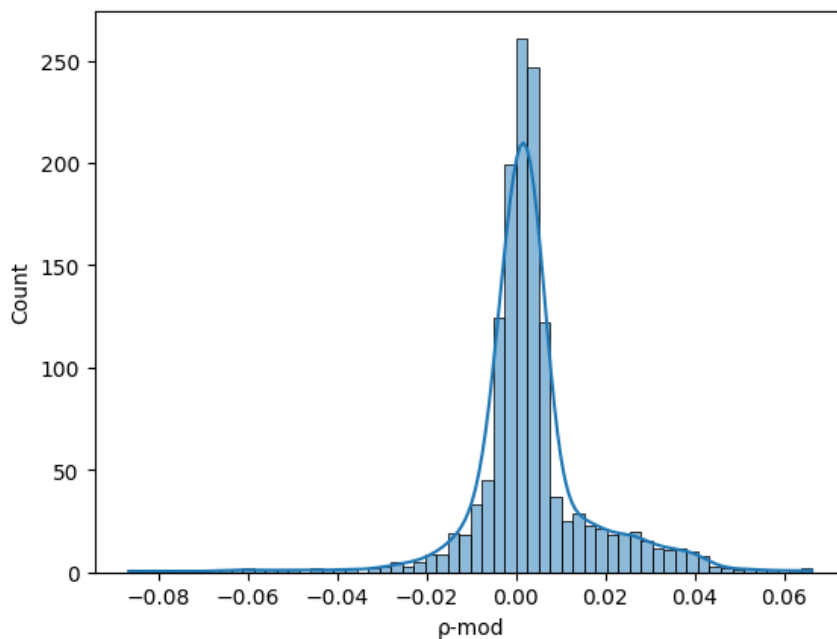


Рис. 3.9 – Гістограма розподілу похибок коефіцієнта стиснення, визначеного за модифікованим рівнянням по відносній густині

Результати розрахунків коефіцієнтів стиснення газоводневих сумішей з об'ємним вмістом водню 0, 10 та 20% для початкового набору даних (додаток Б) за модифікованими рівняннями наведено у таблиці 3.10. Розрахунки для всієї вибірки даних наведені у додатку Е.

Таблиця 3.10 – Порівняння модифікованих рівнянь для визначення коефіцієнтів стиснення за 0, 10 та 20% вмісту водню

H ₂ , %	K (AGA8)	CO ₂ -mod	ρ-mod	Δ (AGA8-CO ₂ -mod)	Δ (AGA8-ρ-mod)
0	0,91231	0,9164	0,907214	-0,0041	0,0051
0	0,90639	0,8900	0,90049	0,0163	0,0059
0	0,89675	0,8715	0,88702	0,0253	0,0097
0	0,9048	0,8931	0,900763	0,0117	0,0040
0	0,90713	0,8883	0,896301	0,0188	0,0108
0	0,91699	0,9175	0,905112	-0,0005	0,0119
0	0,91517	0,9072	0,902776	0,0079	0,0124
0	0,92018	0,9152	0,903493	0,0050	0,0167
0	0,91298	0,9150	0,906583	-0,0020	0,0064
0	0,90662	0,9162	0,898964	-0,0096	0,0077
0	0,89659	0,8774	0,894385	0,0192	0,0022
0	0,91146	0,9011	0,900971	0,0104	0,0105
0	0,91133	0,9157	0,907072	-0,0044	0,0043
0	0,905	0,9148	0,90268	-0,0098	0,0023
0	0,90399	0,9140	0,901723	-0,0100	0,0023
0	0,91094	0,9097	0,905571	0,0012	0,0054
10	0,93573	0,9414	0,931765	-0,0057	0,0040
10	0,92856	0,9006	0,919936	0,0279	0,0086
10	0,92305	0,9236	0,917136	-0,0005	0,0059
10	0,93124	0,8994	0,921886	0,0318	0,0094
10	0,93031	0,9348	0,927517	-0,0045	0,0028
10	0,93273	0,9369	0,925459	-0,0042	0,0073
10	0,92464	0,9138	0,920566	0,0108	0,0041
10	0,92411	0,9112	0,921431	0,0129	0,0027
10	0,92295	0,8944	0,913451	0,0285	0,0095
20	0,95507	0,9654	0,955322	-0,0104	-0,0003
20	0,94776	0,9498	0,948823	-0,0021	-0,0011
20	0,94412	0,9448	0,945117	-0,0007	-0,0010
20	0,94534	0,9466	0,946074	-0,0012	-0,0007
20	0,9488	0,9501	0,949123	-0,0013	-0,0003
20	0,94546	0,9587	0,946922	-0,0133	-0,0015
20	0,95001	0,9588	0,948522	-0,0088	0,0015
20	0,95167	0,9575	0,951756	-0,0059	-0,0001
20	0,95323	0,9608	0,953137	-0,0076	0,0001
20	0,95039	0,9542	0,947361	-0,0038	0,0030

Загальна похибка для всієї вибірки даних становить 35,24% для модифікованого рівняння (Г.2) СОУ 60.3-100 та 81,31% для модифікованого рівняння (Г.1) СОУ 60.3-100.

Як видно на рисунку 3.2, зростання значень похибки від концентрацій водню характеризуються зміщенням донизу розрахованих за кореляційними рівняннями значень. Порівняння модифікованих рівнянь з наведеними у СОУ 60.3-100:2012 на діаграмі розмаху (див. рисунок 3.10) показує, що дисперсія рівнянь залишилася приблизно такою ж, проте вдалося наблизити результати розрахунків до цільових значень за АГА8.

На рисунку 3.11 наведено діаграму розмаху коефіцієнта стиснення, розрахованого за АГА8, та значення, отримані за допомогою модифікованих рівнянь (3.7-3.8). За вмісту водню $x_{H_2} \geq 5\%$ відхилення значень коефіцієнта стиснення, визначеного за модифікованими рівняннями, суттєво знизилися. Як видно з графіка, модифіковане рівняння за відносною густиною показує кращі результати, аніж модифіковане рівняння за вмістом вуглекислого газу.

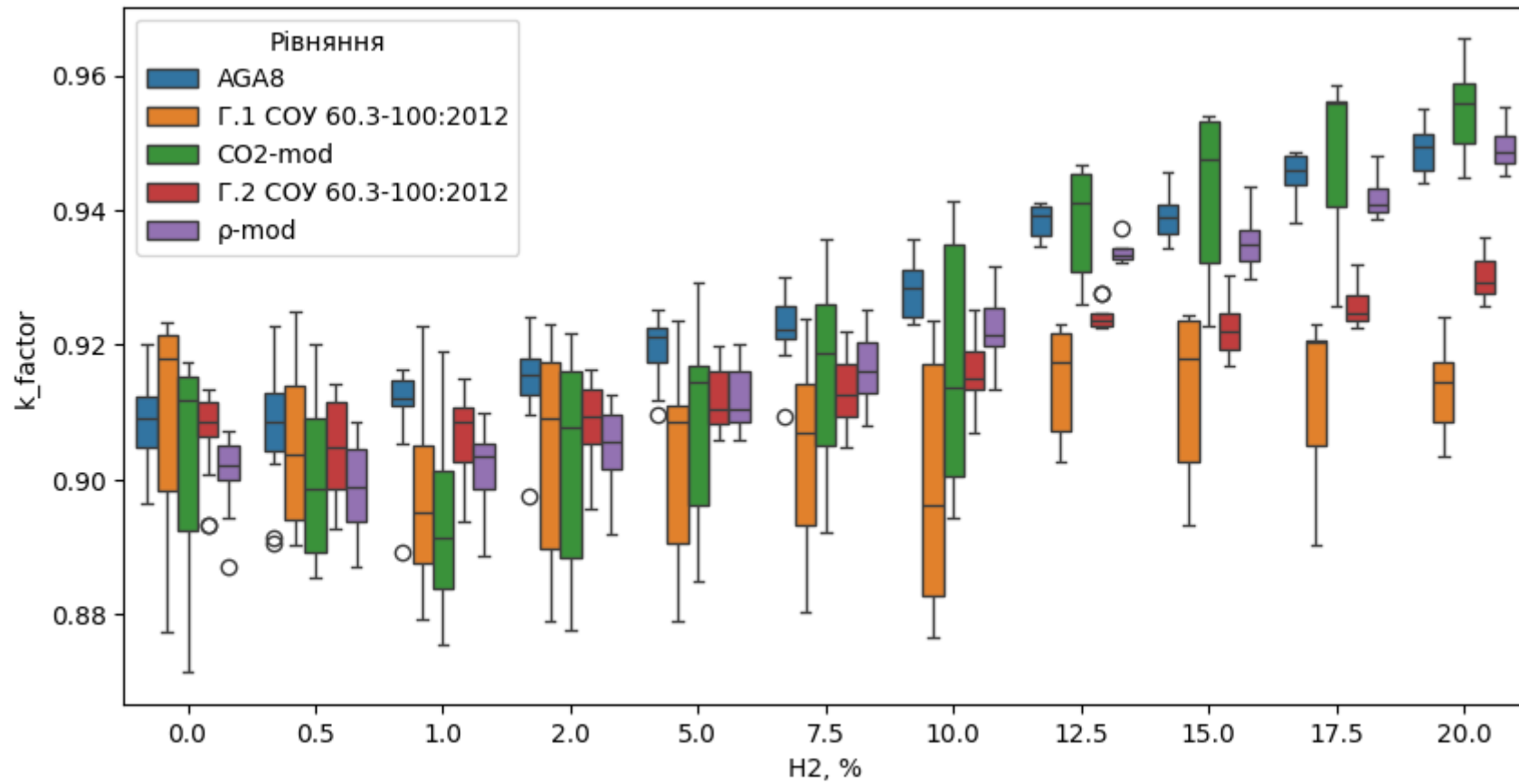


Рис. 3.10 – Діаграма розмаху модифікованих рівнянь та рівнянь, наведених у СОУ 60.3-100:2012

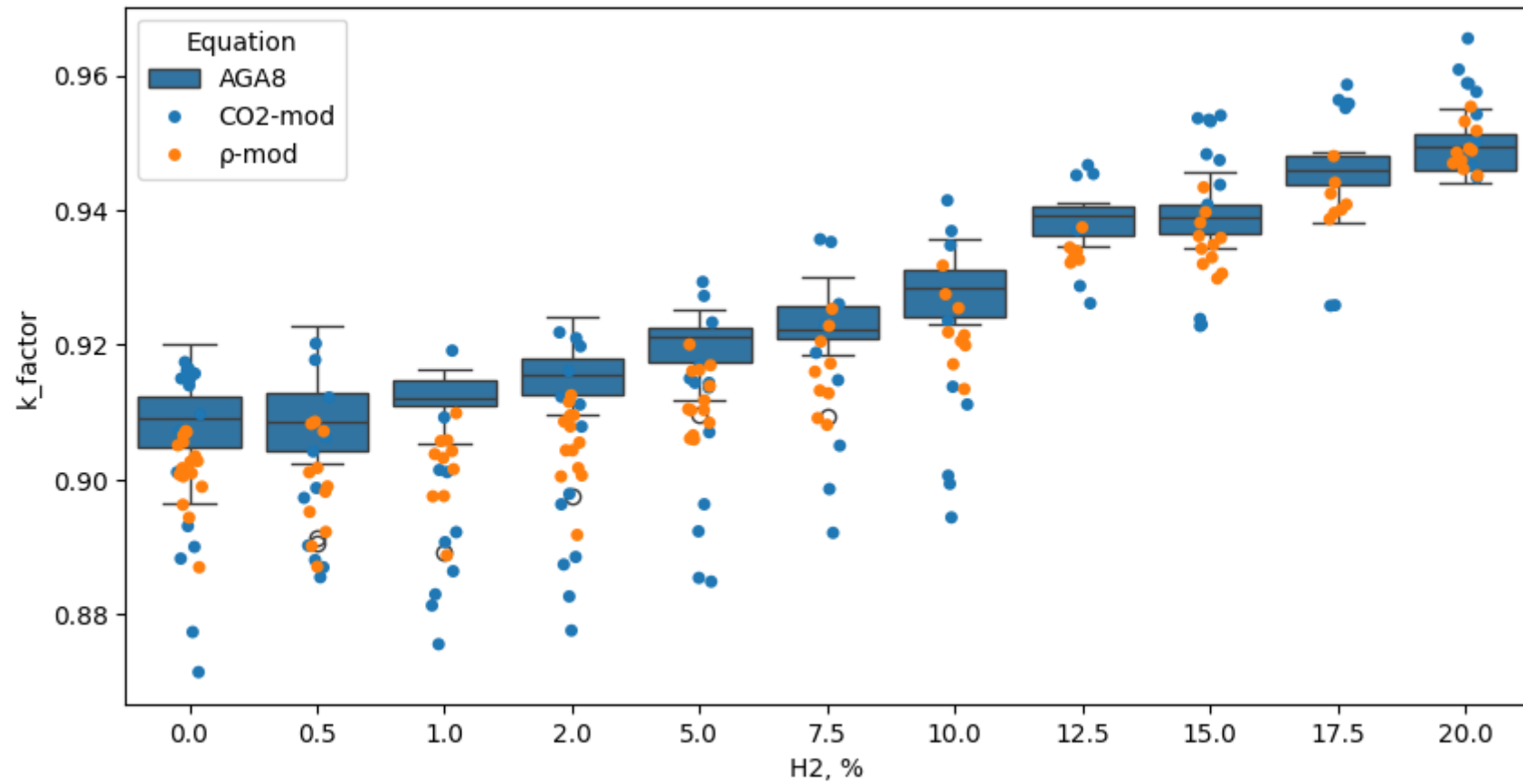


Рис. 3.11 – Діаграма розмаху цільових значень коефіцієнта стиснення та точкова діаграма розрахунку за модифікованими рівняннями

3.4 Визначення коефіцієнту стиснення з допомогою алгоритмів штучних нейронних мереж.

Виконані у підрозділі 3.3 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 не є можливими. Тому, для вирішення 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 доцільним є застосування штучної нейронної мережі (ШНМ) як інструмента апроксимації вхідних даних визначення коефіцієнта стиснення. Обґрунтування такого рішення зумовлене наступним:

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 при 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 в той же час 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 $0,0001 \dots 4,826\%$, $0 \dots 20\%$, $0,5 \dots 12$ МПа і $-30 \dots 50^\circ\text{C}$ 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 був пронормований приведенням кожного значення до максимального значення діапазону за кожним параметром та збережений 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 (рисунок 3.12) створюємо ШНМ, що базується на методі зворотного поширення помилки, містить один прихований шар із 5 нейронами та один вихідний шар з одним нейроном (рисунки 3.13 та 3.14). Вікна тренування, симуляції та результатів нейронної мережі наведені на рисунках 3.15-3.17.

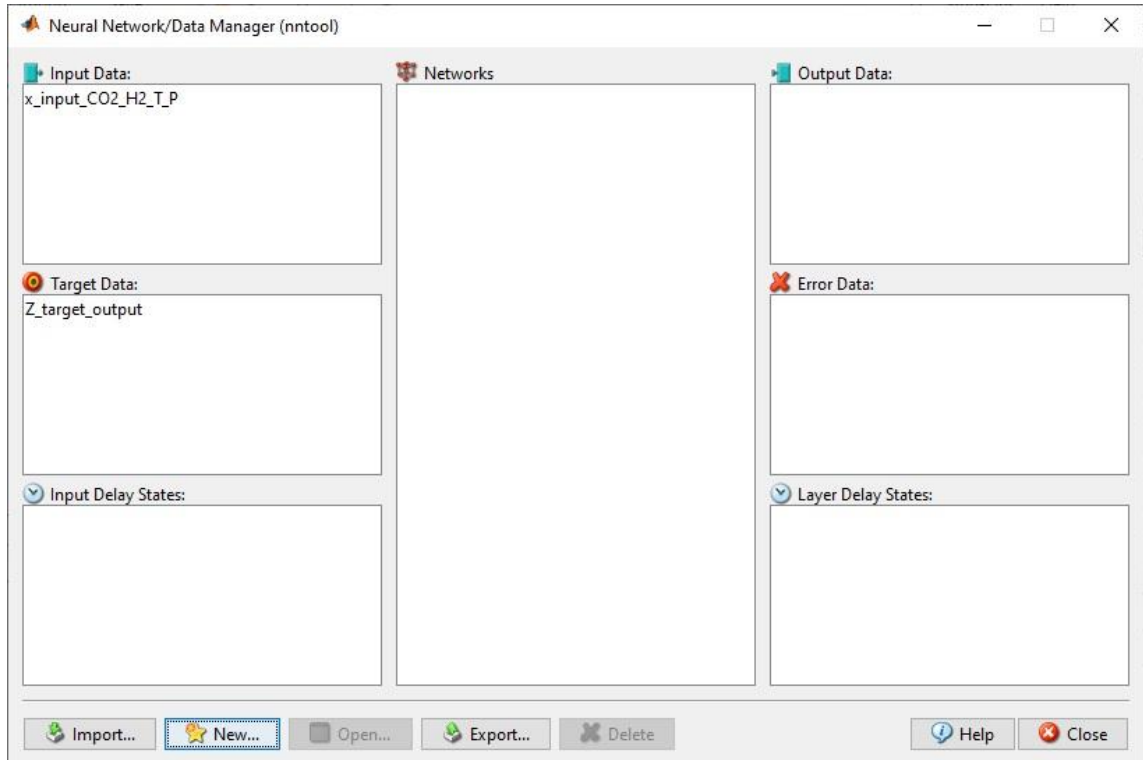


Рис. 3.12 – Вікно імпорту вхідних та цільових масивів даних

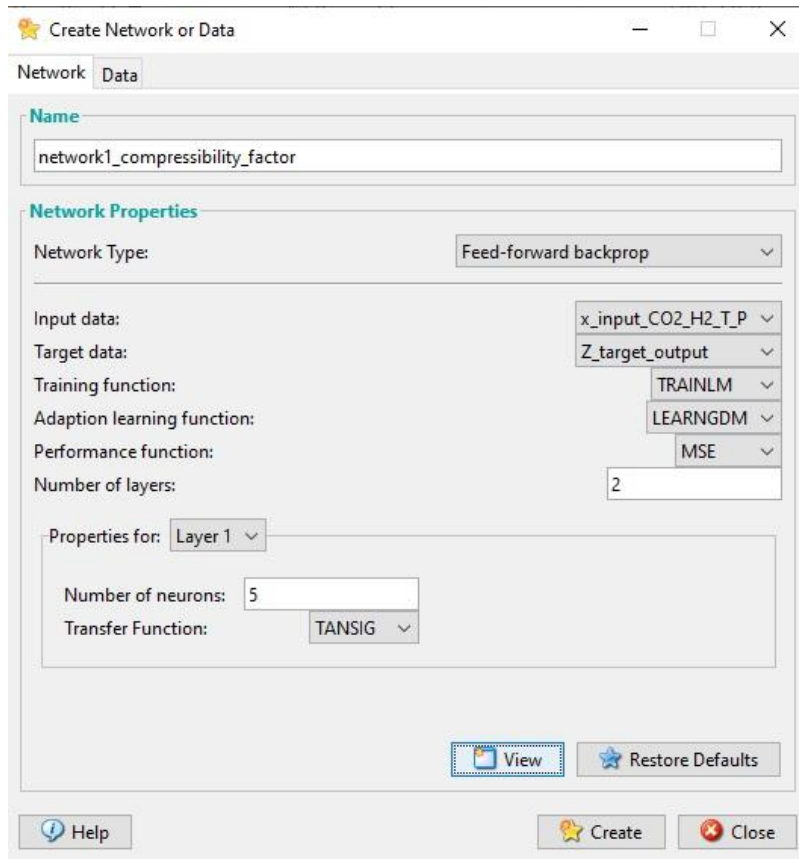


Рис. 3.13 – Вікно створення ШНМ

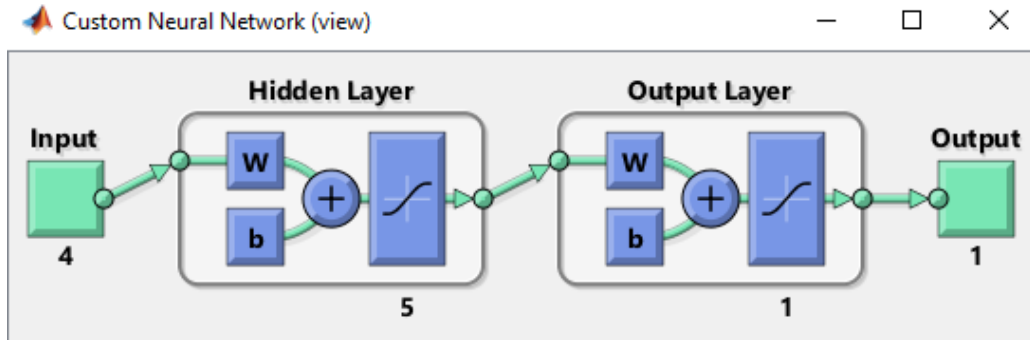


Рис. 3.14 – Вікно конфігурації ШНМ

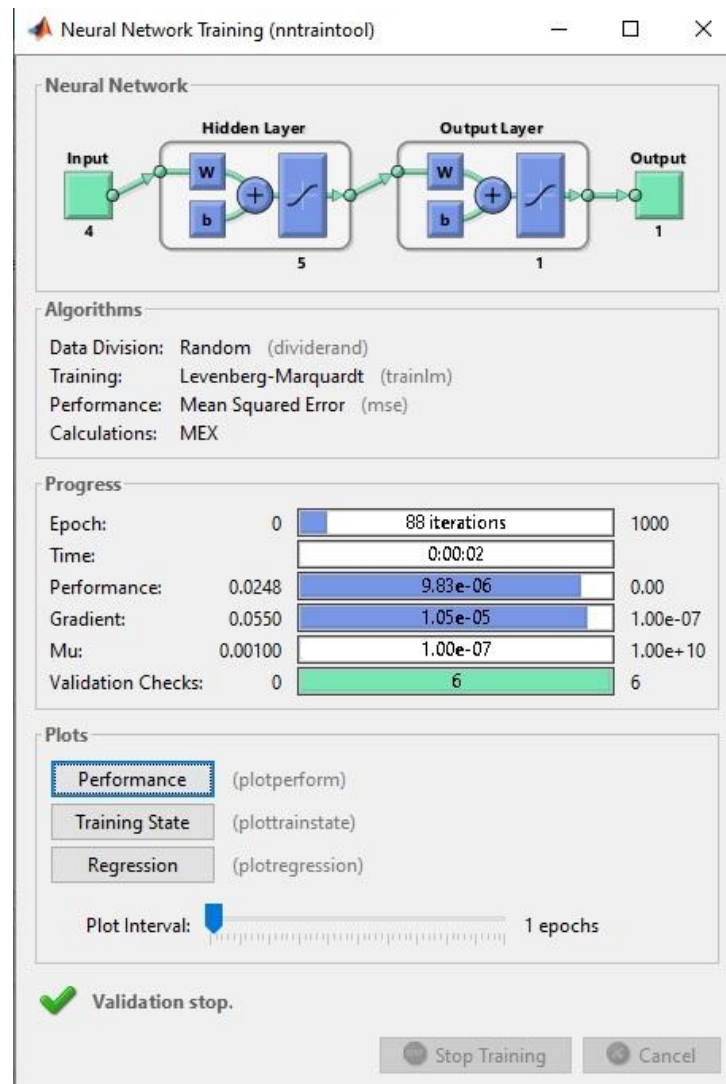


Рис. 3.15 – Вікно тренування ШНМ

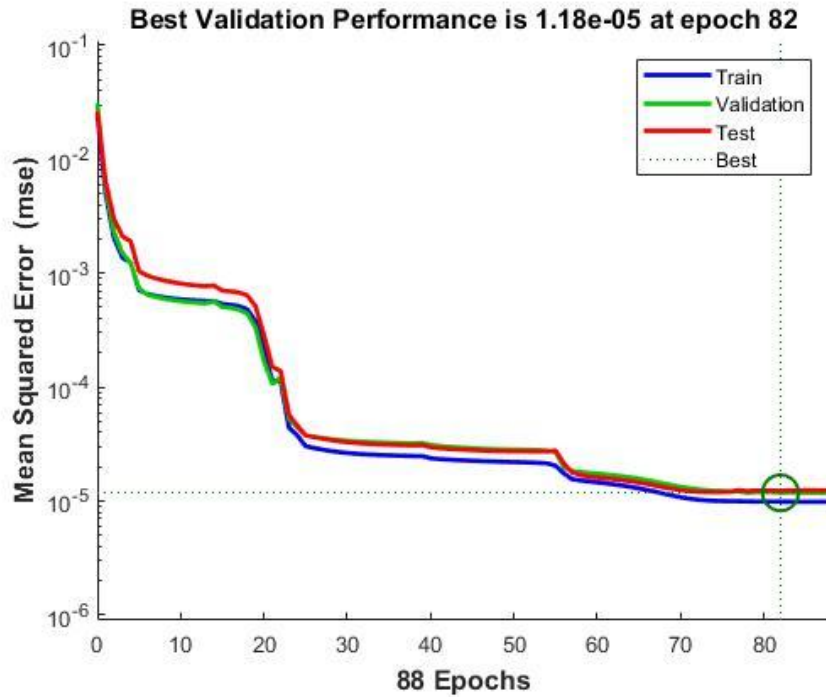


Рис. 3.16 – Вікно продуктивності тренування, валідації та тесту ШНМ

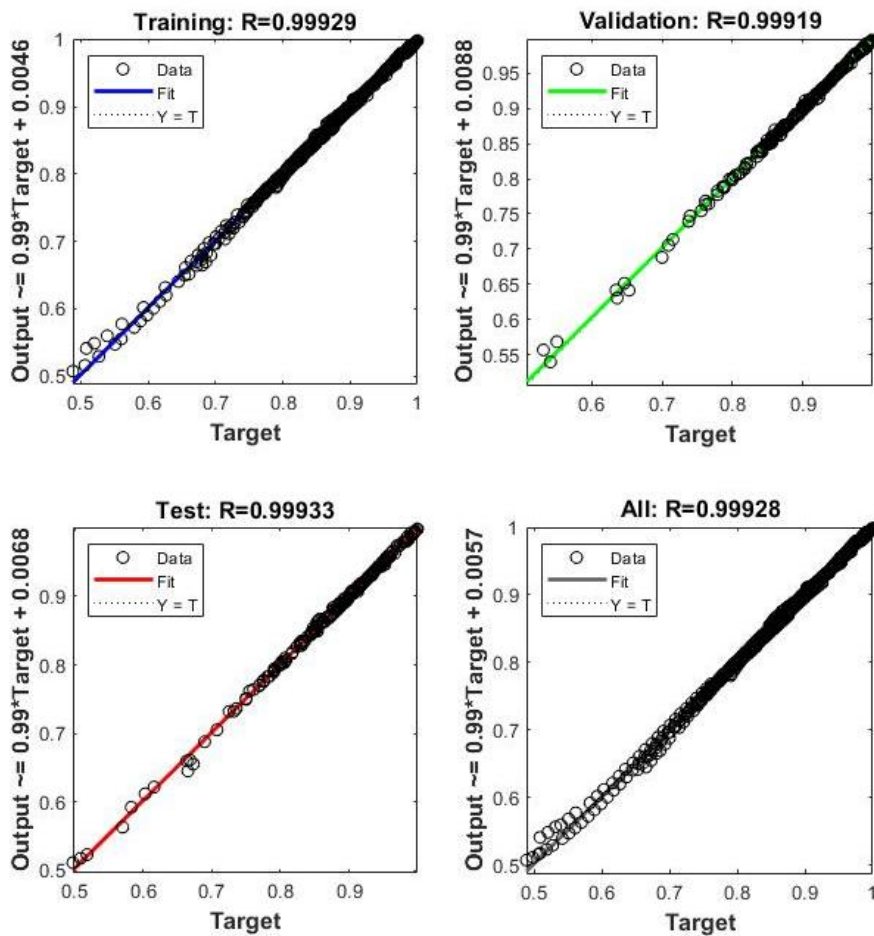


Рис. 3.17 – Вікно результатів тренування, валідації та тесту ШНМ

В ході тренування мережі було отримано коефіцієнти зміщення та ваги вхідних сигналів для кожного нейрона. Значення ваги сигналів від вхідних даних до нейронів прихованого шару є наступними:

[-0.033536 0.36531 0.57673 0.4243;
 -0.03433 0.44634 0.75566 -0.54357;
 -0.03197 0.36616 0.66901 -0.096805;
 -0.016084 0.16707 0.25456 -1.9071;
 -0.10301 -1.4366 1.2209 -1.4501]

Ваги сигналів від прихованого шару до шару вихідних даних:

[-4.0799 0.42979 9.3174 4.3986 0.0069183]

Значення коефіцієнтів зміщення до прихованого шару:

[1.7715;
 -0.37606;
 2.0774;
 -3.0083;
 -2.4204]

Коефіцієнт зміщення до шару вихідних даних:

[-0.11315]

Значення коефіцієнту кореляції для тренування, валідації та тесту становить $R=0,99928$. Розподіл отриманих похибок, отриманих за різних значень вхідних даних, наведено на рисунку 3.18. Похибки визначення коефіцієнта стиснення ШНМ відносно АГА 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.

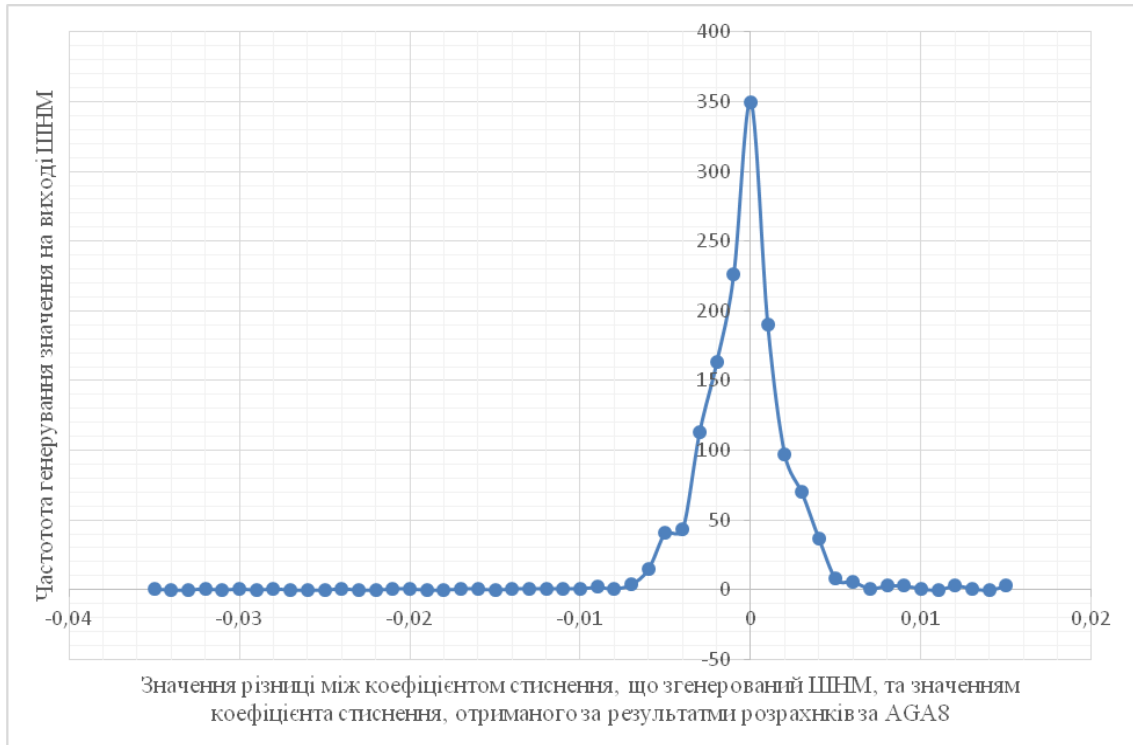


Рис. 3.18 – Графік розподілу похибок ШНМ

Застосувавши даний алгоритм ШНМ до проб сумішей природного газу та водню з додатку Б, було виявлено, що більша частина значень абсолютних похибок знаходяться в межах від $+0,005$ до $+0,025$ (див. рисунок 3.19). Також дисперсія значень коефіцієнтів стиснення майже відсутня, що не відповідає випадкам, розрахованим за AGA8, як відображено на рисунку 3.20. Відповідно, ШНМ повинна бути перевірена на більшому наборі даних для якісної оцінки її результатів.

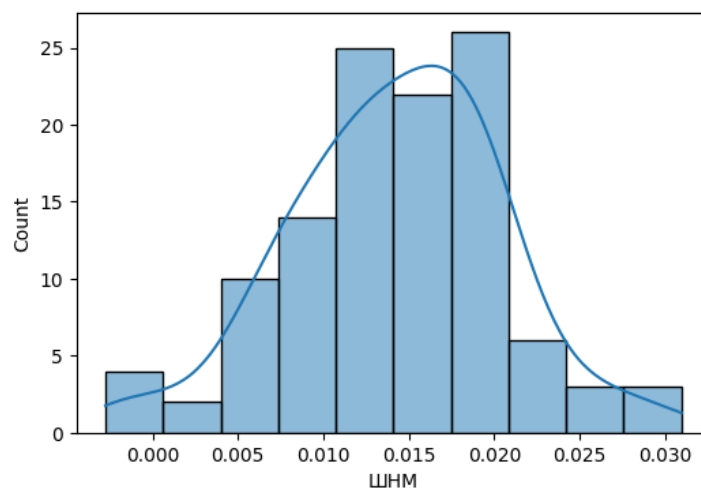


Рис. 3.19 – Гістограма похибок ШНМ на контрольних зразках

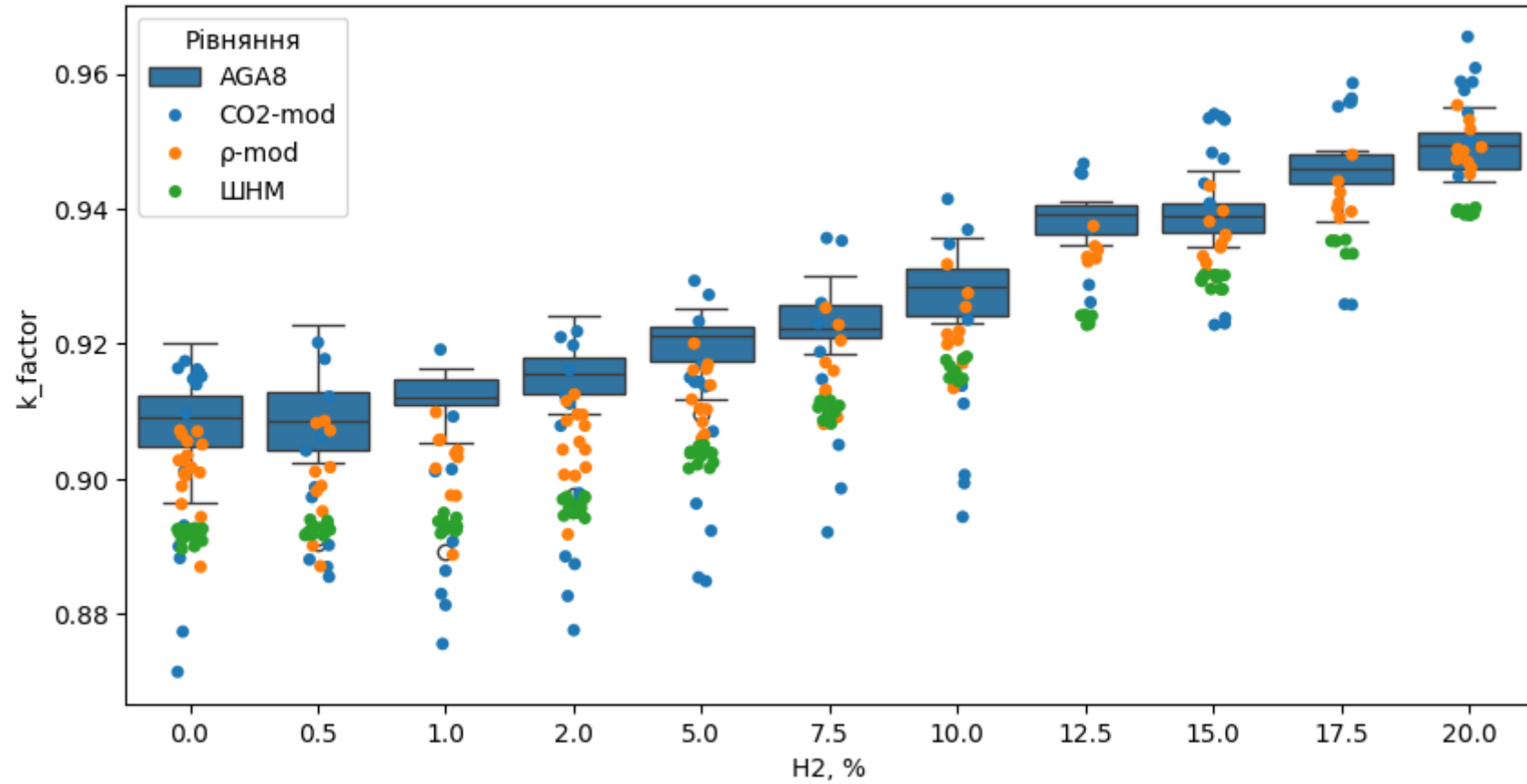


Рис. 3.20 – Діаграма розмаху цільових значень коефіцієнта стиснення та точкова діаграма розрахунку з допомогою ШНМ

При перевірці на наборі даних з 380 проб газоводневих сумішей (додаток Є) зі змінними тисками та температурами було отримано дисперсію, відображену на рисунку 3.21. За рахунок зміни тисків та температур дисперсія значень коефіцієнтів стиснення за AGA8 також зростає, відповідно, можливим є оцінити розкид значень для модифікованих рівнянь за різних робочих умов. Надлишковий тиск знаходився в межах від 0,5 до 10 МПа включно, температура від 0 до 30°C включно.

Як видно з рисунку 3.21, за AGA8 є наявні значення, які виходять за межі статистичного розподілу діаграми розмаху, що зумовлено впливом високих тисків, та низьких температур, а також значним об'ємним вмістом водню. Оскільки модифіковані рівняння та ШНМ видають результати, наближені до таких значень коефіцієнтів стиснення, можна зробити висновок, що математичні моделі реагують адекватно.

На основі візуалізації розкиду значень коефіцієнтів стиснення різних наборів даних із застосуванням ШНМ (рисунок 3.20 та 3.21) спостерігається закономірність дрейфування значень донизу, в порівнянні з дисперсією значень за AGA8. Для кращої візуалізації, на рисунку 3.22 наведено суміщені гістограми похибок модифікованих рівнянь за вмістом CO₂, відносною густиною та результатами ШНМ. Найменші значення похибок притаманні рівнянню ρ -mod, і більша частина значень знаходиться в межах від -0,006 до +0,008. Значення похибок рівняння CO₂-mod відносно AGA8 зміщені у від'ємну сторону і їх основна частка знаходяться в межах від -0,02 до +0,009, а значення похибок ШНМ зміщені більше в додатну сторону в межах від -0,005 до +0,023. Відповідно, для більш точних результатів необхідно дотренувати мережу або ввести додатковий коефіцієнт, що враховуватиме це зміщення.

Застосування алгоритму ШНМ для прогнозування значення коефіцієнта стиснення суміші природного газу та водню свідчить, що алгоритми штучних нейронних мереж є доцільним застосовувати, за наявності достатньо великих

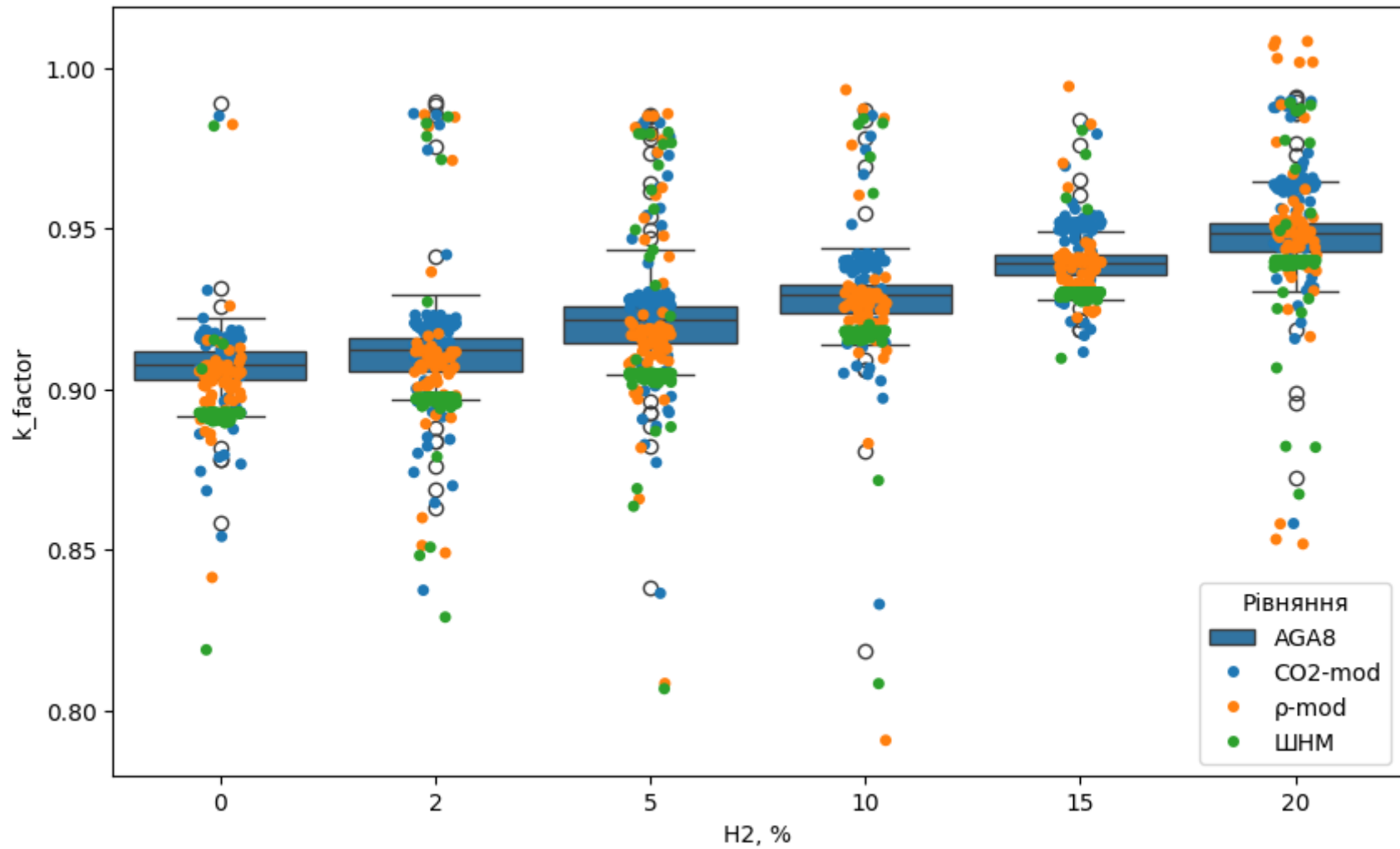


Рис. 3.21 – Порівняння значень коефіцієнтів стиснення, розрахованих за модифікованими рівняннями та ШНМ з AGA8

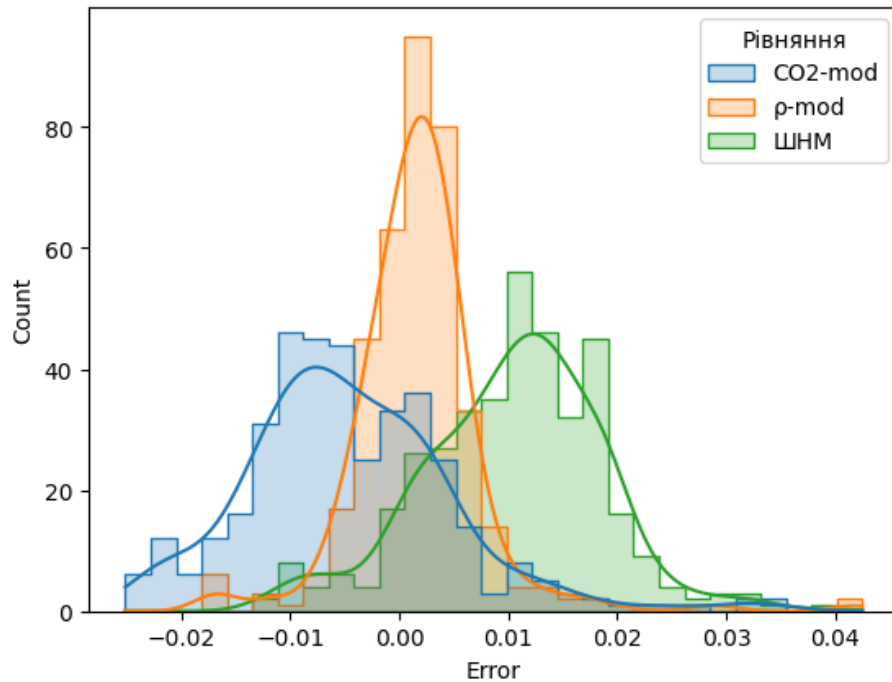


Рис. 3.22 – Суміщена гістограма похибок модифікованих рівнянь та ШНМ об'ємів репрезентативних експериментальних даних, для завдань апроксимації в процесі створення математичних моделей, що використовуються в інформаційно-вимірвальних системах. Такий підхід дозволяє, з одної сторони зменшити методичну похибку інформаційно-вимірвальних 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 об'єм тестової вибірки може бути як репрезентативним так і значним, що дозволяє для такого типу задач застосовувати обґрунтовано сучасні методи з використанням ШНМ.

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

РОЗДІЛ 4

ВИЗНАЧЕННЯ РЕАЛЬНОГО ОБ'ЄМУ ГАЗОВОДНЕВОЇ СУМІШІ

4.1. Врахування коефіцієнту стиснення для визначення реального об'єму газоводневої суміші за стандартних умов.

Модель ідеального газу не враховує взаємодію між молекулами цього газу, тому поведінка реальних газів відрізняється, особливо за умов високих тисків або низьких температур [115]. При низьких тисках застосування рівняння ідеального стану дає задовільні результати, однак при високих тисках може призвести до 500% похибки [116]. Коефіцієнт стиснення характеризує відмінність між ідеальним та реальним газом за заданої температури і тиску і може бути представлений у вигляді формули 4.1.

$$Z = \frac{V_{act}}{V_{id}}, \quad (4.1)$$

де V_{act} – реальний об'єм газу, м^3 ;

V_{id} – об'єм ідеального газу, м^3 .

В залежності від тиску в системі, об'єм газу, що передається, буде різним. Відповідно, для спрощення фіскальних потреб доцільно привести всі значення заміряного об'єму до одного знаменника, а саме об'єму за нормальних чи стандартних умов. Такий підхід дозволяє порівнювати об'єм газу за різних тисків та температур.

Для приведення реального об'єму газоводневої суміші до стандартних умов (20°C , $101,325 \text{ кПа}$), необхідно врахувати корегувальний коефіцієнт, який визначається за формулою 4.2:

$$k = \frac{P \cdot T_c}{T \cdot P_c}, \quad (4.2)$$

де P , P_c – абсолютний тиск газу та тиск за стандартних умов відповідно, МПа;

T , T_c – температура газу та температура за стандартних умов, К.

Формула для розрахунку об'єму за стандартних умов відповідно, буде наступною [117]:

$$V_c = V \cdot \frac{P \cdot T_c}{T \cdot P_c \cdot Z} \quad (4.3)$$

де V – об'єм, визначений ЗВТ;

Z – коефіцієнт стиснення за експлуатаційних умов.

Припустимо, що за тиску 4,2 МПа та 20 °С ЗВТ зафіксував об'єм 10000 м³ кожної проби газоводневої суміші. Розрахунки реального об'єму газоводневих сумішей, з концентрацією водню 0, 10 та 20%, за стандартних умов наведено у таблиці 4.1. Для всієї досліджуваної вибірки даних результати наведено у таблиці Ж.1 додатку Ж.

Таблиця 4.1 – Реальний об'єм газоводневих сумішей за різних методик визначення коефіцієнта стиснення

H ₂ , %	V _{STP} (AGA8), м ³	К (COY 60.3-100)		V _{STP} (ШНМ), м ³	V _{STP} (ρ- mod), м ³	V _{STP} (CO2- mod), м ³
		V _{STP} (Г.2), м ³	V _{STP} (Г.1), м ³			
0	465310,8834	464682,5	460204,7	475551,6	467924,7934	463231,3996
0	468350,0171	468127,9	473743,1	476512,07	471418,6075	476951,1051
0	473384,7472	475186,6	483768,6	477156,32	478577,6275	487114,3004
0	469173,046	467987,3	472121,6	476400,44	471276,0229	475307,5572
0	467967,9561	470300,7	474664,6	476570,57	473622,1346	477885,1293
0	462936,0975	465753,9	459683,5	475509,24	469011,2213	462703,3358
0	463856,7392	466950,8	464823,4	475890,77	470224,9041	467911,3449
0	461331,2309	466583	460809,1	475593,97	469851,9274	463843,761
0	464969,4101	465003,6	460902,2	475604,56	468250,376	463938,0731
0	468231,2016	468916,9	460284,5	475556,89	472218,7689	463312,1748
0	473469,2245	471300,8	480511,4	476953,81	474636,3961	483812,0502
0	465744,8182	467879,9	467965,1	476113,62	471167,1109	471095,0056
0	465811,2561	464754,7	460533,8	475572,78	467997,9624	463564,779
0	469069,3613	466999,9	460995,8	475609,86	470274,7306	464032,9568
0	469593,438	467492,5	461415,1	475641,64	470774,2419	464457,7434
0	466010,6835	465519,4	463551	475795,33	468773,3878	466621,9681
10	453664,8093	458812,7	459549,1	462370,15	455595,0951	450918,9147
10	457167,8427	464754,7	480794	463972,69	461453,4716	471355,6164
10	459896,8333	466183,9	468612,3	463067,07	462862,4422	459641,6527
10	455852,167	463764,9	481459,5	464018,06	460477,6564	471995,1762

Завершення таблиці 4.1 – Реальний об'єм газоводневих сумішей за різних методик визначення коефіцієнта стиснення

H ₂ , %	V _{STP} (AGA8), м ³	К (COY 60.3-100)		V _{STP} (ШНМ), м ³	V _{STP} (ρ- mod), м ³	V _{STP} (CO ₂ - mod), м ³
		V _{STP} (Г.2), м ³	V _{STP} (Г.1), м ³			
10	456307,8673	460929	462886,3	462630,62	457681,7007	454131,5246
10	455123,9609	461961,6	461815	462550,45	458699,8281	453100,3095
10	459106,0002	464434,3	473719,2	463454,04	461137,6807	464553,9051
10	459369,3089	463995,5	475114,1	463554,66	460705,042	465895,2733
10	459946,6624	468078,3	484194,3	464214,79	464729,8403	474623,2913
20	444478,1765	453571,3	459394,9	451521,85	444361,0607	439701,6594
20	447906,4025	456742,8	467291,5	451942,37	447404,6656	446930,3996
20	449633,2797	458571,2	469877,2	452076,33	449158,9203	449295,1001
20	449053,0095	458097,6	468982,3	452028,48	448704,5358	448476,8647
20	447415,4427	456595,2	467168,2	451932,8	447262,9812	446817,6623
20	448996,0147	457678,6	462756,4	451698,57	448302,5515	442780,1504
20	446845,5827	456890,7	462718,2	451698,57	447546,5793	442745,2012
20	446066,149	455306,2	463367	451732,01	446026,0425	443339,1156
20	445336,1434	454632,5	461704,7	451646,02	445379,598	441817,1869
20	446666,9178	457462,4	465060,5	451822,82	448095,0885	444889,2079

При приведенні об'єму до стандартних умов, об'єм газу сильно збільшується. Відповідно, за незначних відхилень значень за експлуатаційних умов, отримується різниця в сотні чи тисячі м³ газу за стандартних умов. Оскільки водень у складі суміші збільшує похибку визначення коефіцієнту стиснення, реальний об'єм транспортованої суміші буде ще більше відрізнятись.

Мінімальне значення об'єму в таблиці 4.1, визначене з врахуванням коефіцієнту стиснення за AGA8, становить 444478,18 м³. Тобто, за даних експлуатаційних умов об'єм, що надходить до споживачів, більший як мінімум у 44,45 раз, ніж заміряний ЗВТ на стороні високого тиску. Порівняння похибок розрахованого об'єму за різних коефіцієнтів стиснення та вмісту водню 0, 10 та 20% наведено у таблиці 4.2, а для всього набору даних – у таблиці Ж.2.

Таблиця 4.2 – Похибки визначення об'єму газоводневих сумішей за різних методик визначення коефіцієнта стиснення

H ₂ , %	Δ (AGA8-Г.2)	Δ (AGA8-Г.1)	Δ (AGA8-ШНМ)	Δ (AGA8- ρ-mod)	Δ (AGA8-CO2-mod)
0	628,3695	5106,151	-10240,715	-2613,91	2079,484
0	222,1174	-5393,1	-8162,0555	-3068,59	-8601,088
0	-1801,83	-10383,9	-3771,5773	-5192,88	-13729,55
0	1185,747	-2948,52	-7227,3914	-2102,977	-6134,511
0	-2332,74	-6696,65	-8602,6129	-5654,179	-9917,173
0	-2817,82	3252,554	-12573,138	-6075,124	232,7617
0	-3094,04	-966,678	-12034,031	-6368,165	-4054,606
0	-5251,75	522,1179	-14262,737	-8520,697	-2512,53
0	-34,1885	4067,215	-10635,152	-3280,966	1031,337
0	-685,718	7946,746	-7325,6924	-3987,567	4919,027
0	2168,454	-7042,2	-3484,5853	-1167,172	-10342,83
0	-2135,08	-2220,24	-10368,797	-5422,293	-5350,187
0	1056,584	5277,488	-9761,5262	-2186,706	2246,477
0	2069,444	8073,521	-6540,4977	-1205,369	5036,405
0	2100,945	8178,355	-6048,2057	-1180,804	5135,695
0	491,3049	2459,704	-9784,646	-2762,704	-611,2846
10	-5147,91	-5884,31	-8705,3417	-1930,286	2745,895
10	-7586,83	-23626,2	-6804,8472	-4285,629	-14187,77
10	-6287,07	-8715,46	-3170,2397	-2965,609	255,1807
10	-7912,69	-25607,3	-8165,8968	-4625,489	-16143,01
10	-4621,1	-6578,46	-6322,757	-1373,833	2176,343
10	-6837,65	-6691,06	-7426,4866	-3575,867	2023,651
10	-5328,35	-14613,2	-4348,0426	-2031,68	-5447,905
10	-4626,2	-15744,8	-4185,3514	-1335,733	-6525,964
10	-8131,59	-24247,7	-4268,124	-4783,178	-14676,63
20	-9093,12	-14916,7	-7043,6778	117,1158	4776,517
20	-8836,43	-19385,1	-4035,9655	501,7369	976,0029
20	-8937,95	-20243,9	-2443,0524	474,3594	338,1796
20	-9044,6	-19929,3	-2975,4692	348,4738	576,1449
20	-9179,73	-19752,8	-4517,3595	152,4615	597,7804
20	-8682,61	-13760,4	-2702,5511	693,4631	6215,864
20	-10045,1	-15872,6	-4852,9831	-700,9966	4100,381
20	-9240	-17300,8	-5665,8643	40,10646	2727,033
20	-9296,4	-16368,5	-6309,872	-43,45455	3518,957
20	-10795,5	-18393,6	-5155,9064	-1428,171	1777,71

Максимальна різниця в об'ємі для заданих сумішей по модулю становить 28998,2 м³ для методу визначення коефіцієнту стиснення за вмістом CO₂ за вмісту водню 17,5%. З врахуванням коефіцієнту стиснення за даною методикою споживачі можуть недоотримати до 6,48% газоводневої суміші або ж отримати на 1,74% більше. У випадку використання модифікації даного

методу недоотримання газу зменшується до 3,96%, проте збільшується відпуск палива до 1,95%. Для методу визначення коефіцієнту стиснення за густиною, різниця в обчисленому за стандартних умов об'ємів становить від -2,69% до 0,6%, а для модифікованого рівняння – від -2,41% до +0,15% відповідно. У випадку врахування коефіцієнту стиснення, визначеного за допомогою алгоритмів штучної нейронної мережі, різниця становить від -3,47% до +0,31%. Загалом, р-мод показує кращі результати, однак за концентрації водню від 0 до 5% не модифіковане рівняння Г.2 СОУ 60.3-100:2012 показує менші відхилення розрахованого об'єму газу.

Різниця в показах реальних об'ємів газоводневих сумішей в залежності від коефіцієнту стиснення відображена у вигляді гістограм на рисунках 4.1 та 4.2 для методик без врахування змінної по водню та з врахуванням відповідно.

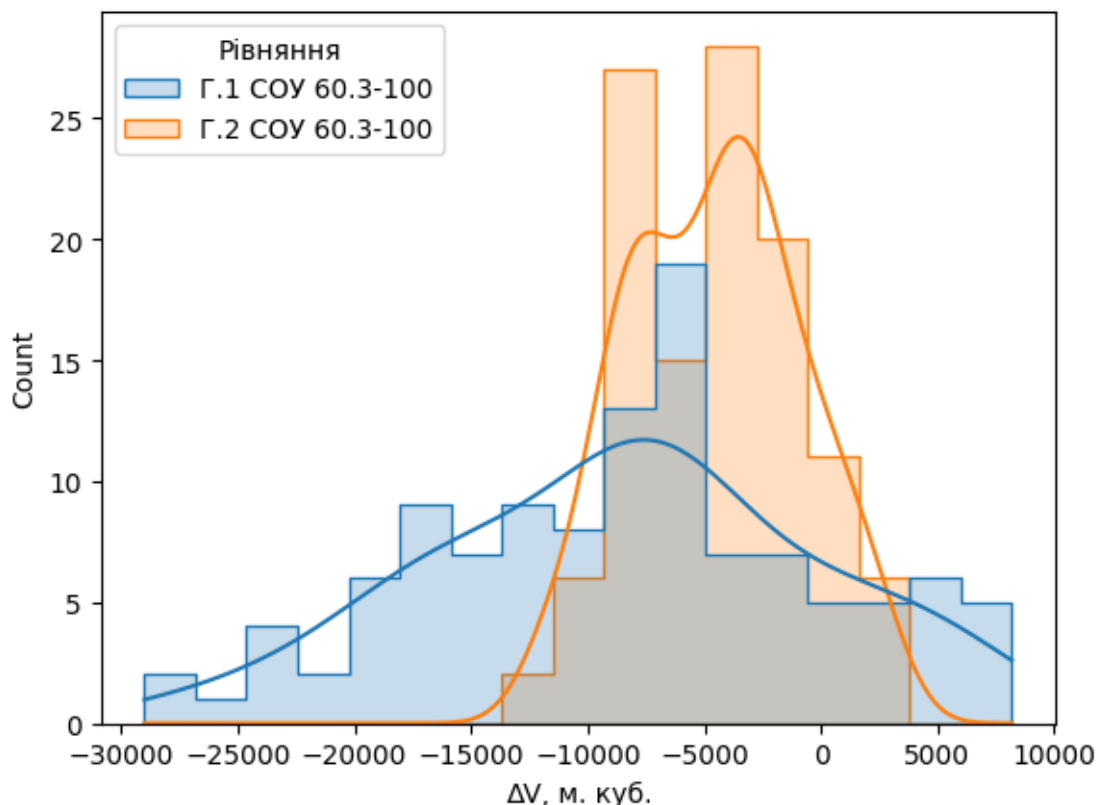


Рис. 4.1 – Порівняння похибок розрахованого об'єму газоводневих сумішей у випадку визначення коефіцієнту стиснення за рівняннями додатку Г СОУ 60.3-100:2012

Як видно з рисунку 4.1 та 4.2, похибка визначення об'єму газоводневих сумішей знизилася при веденні змінної по водню. Однак при зростанні розрахункових значень тиску виникатимуть ще більші відхилення за стандартних тиску та температури. Найменші відхилення отримані для ρ -mod і знаходяться в межах -11102 до 693 , м^3 . Для порівняння, при розрахунку коефіцієнту стиснення за вмістом CO_2 та H_2 отримано відхилення в межах від -18355 до $+8871$ м^3 , а з використанням алгоритму ШНМ значення відхилень коливаються в межах від -15958 до $+1471$ м^3 .

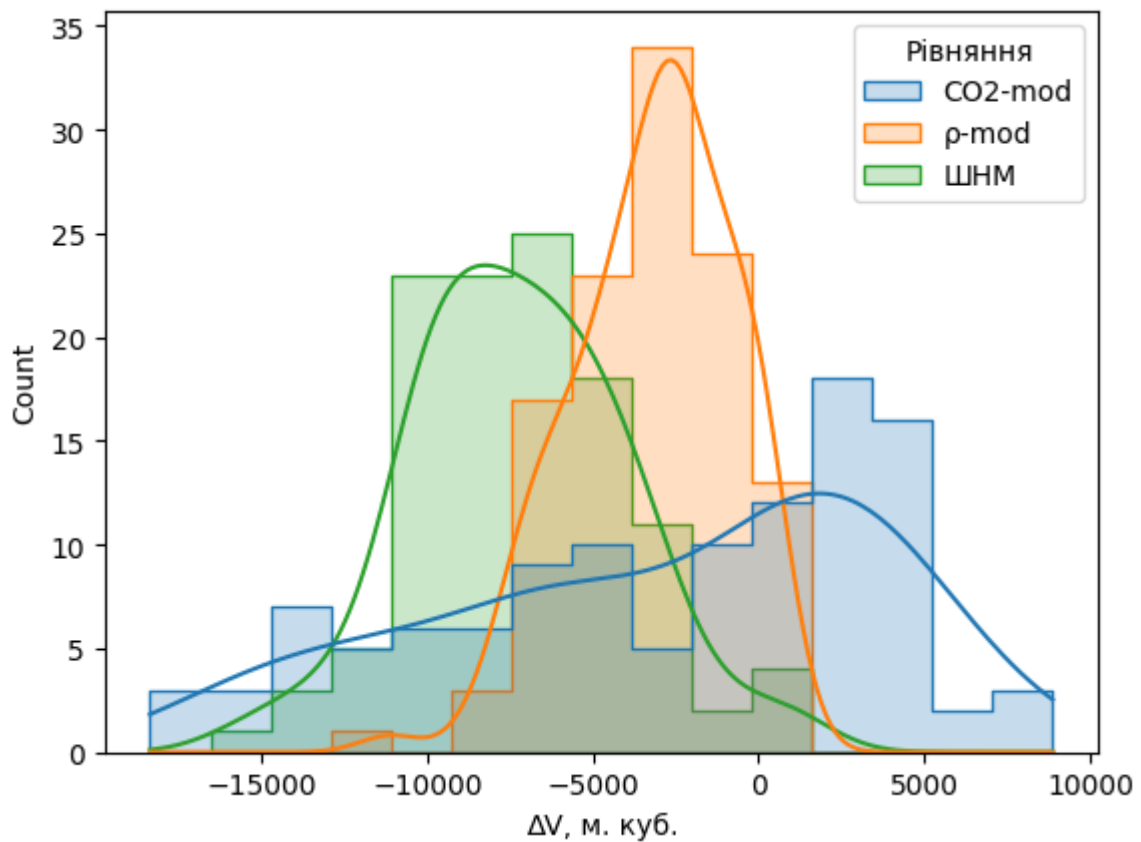


Рис. 4.2 – Порівняння похибок розрахованого об'єму газоводневих сумішей у випадку визначення коефіцієнту стиснення з допомогою модифікованих рівнянь та алгоритму штучної нейронної мережі

4.2. Розроблення програмного коду для розрахунку коефіцієнту стиснення газоводневих сумішей за модифікованим рівнянням.

У випадку застосування модифікованого рівняння визначення коефіцієнта стиснення за відносною густиною отримуємо найменші значення похибок відносно значень, розрахованих за рівнянням стану AGA8, тому було вирішено імплементувати його у програмному коді. Оскільки за надлишкового тиску від 0,5 до 1 МПа рівняння Г.2 СОУ 60.3-100:2012 було точнішим, незалежно від значень температури та концентрацій водню, розрахунок коефіцієнтів стиснення у розподільних мережах ($P < 1,2$ МПа) у коді проведено з допомогою даного рівняння. Також скрипт надає змогу провести розрахунок реального об'єму суміші газів за стандартних умов.

Python є мовою програмування з відкритим кодом, тож її можна безплатно використовувати для своїх потреб. Будь-який користувач, встановивши Visual Studio Code, Jupyter Notebook, PyCharm або інше програмне середовище для Python може запускати скрипт і опрацьовувати вхідні дані.

Алгоритм дій для запуску коду у PyCharm наступний:

1. Внести у MS Excel таблицю значення густини газоводневої суміші та відсоткового вмісту водню, які необхідні для проведення обчислення коефіцієнту стиснення. Внести значення об'єму газоводневої суміші, виміряні ЗВТ за експлуатаційних умов, як показано на рисунку 4.3.

2. Відкрити код у обраному програмному середовищі мови програмування Python та зберегти його як новий проект. PyCharm одразу створює папку проекту з відповідною назвою на диску C. Якщо назвати проект kFactor, то, відповідно, отримаємо наступний шлях до файлів проекту: C:\Users\User\PycharmProjects\kFactor.

3. Скопіювати файл з даними у папку проекту коду, назвати його data (див. рисунок 4.4). Назва файлу може відрізнитися, однак тоді необхідно

замінити назву файлу у самому кодї. Після внесення файлу у папку проекту, цей файл буде також відображатися у PyCharm, як показано на рисунку 4.5.

4. Запустити код (див. рисунок 4.6) і ввести у терміналі значення тиску та температур, для яких розраховується коефіцієнт стиснення, у полі терміналу. Якщо виникає потреба розрахувати реальний об'єм суміші за стандартних умов, вказати «так» у терміналі, як відображено на рисунку 4.7.

5. Отримати результати у новому .xlsx-файлі або терміналі PyCharm.

Наприклад, потрібно розрахувати коефіцієнти стиснення для п'яти проб суміші природного газу та водню. Створюємо excel файл, куди заносимо необхідні дані у вигляді, відображеному на рисунку 4.3. Назви колонок повинні відповідати наведеним на рисунку 4.3 для забезпечення роботи коду. Черговість розміщення величин може бути довільною, оскільки у кодї прописано виклик значень величин за конкретними назвами колонок.

	A	B	C	D
1	ρ , кг/м ³	H ₂ , %	V, м ³	
2	0,838	0,0	1000,00	
3	0,638	15,0	1000,00	
4	0,594	17,5	1000,00	
5	0,567	20,0	1000,00	
6	0,620	20,0	1000,00	
7				

Рис. 4.3 – Приклад заповнення таблиці для розрахунку коефіцієнту стиснення

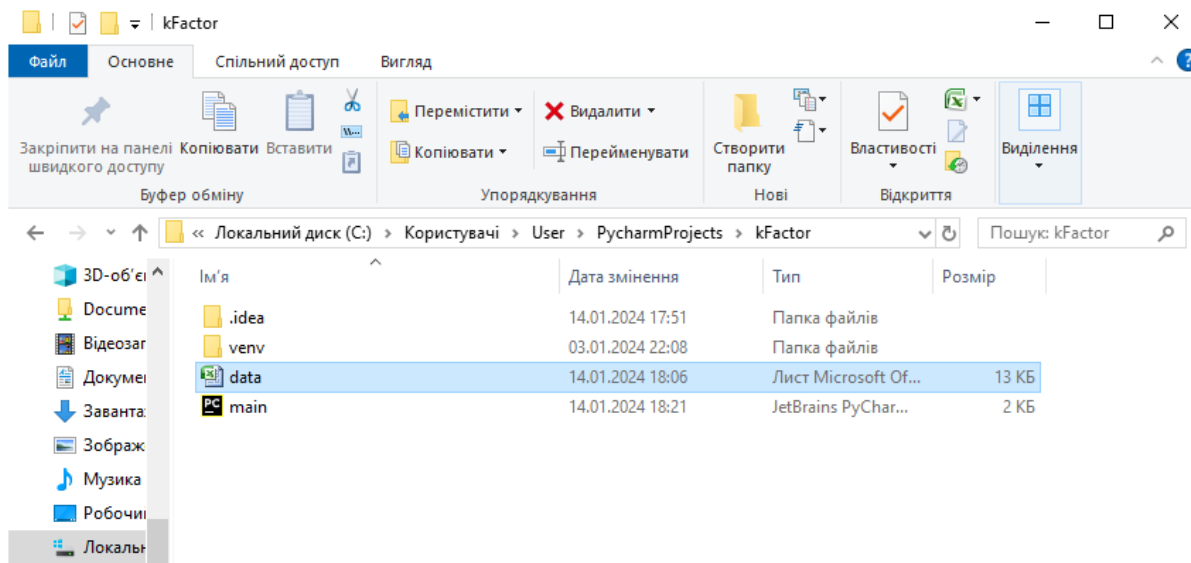


Рис. 4.4 – Розміщення файлу з даними у директорії проекту програми

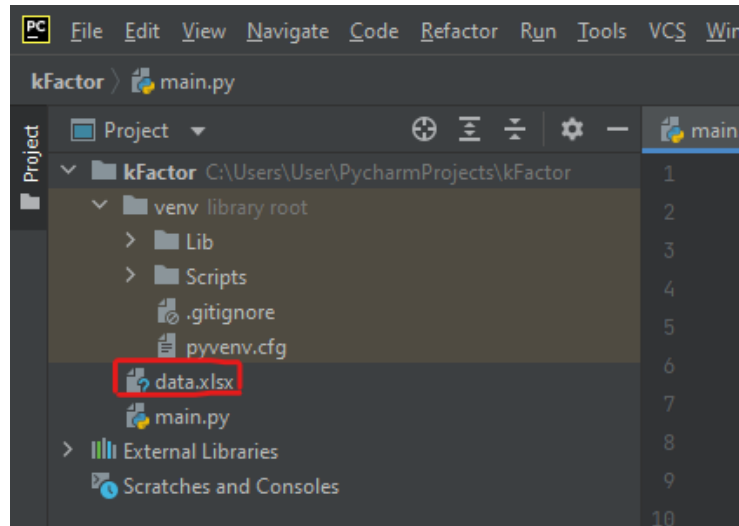


Рис. 4.5 – Відображення файлу з даними у PyCharm

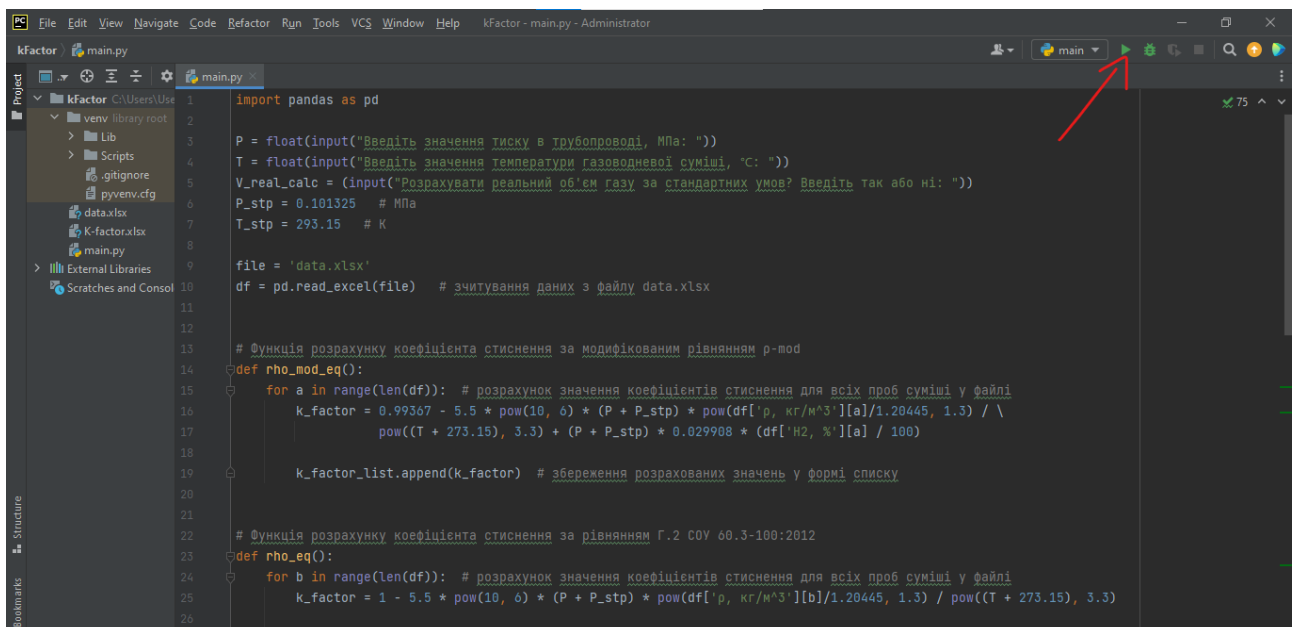


Рис. 4.6 – Кнопка для запуску виконання коду (позначена червоною стрілкою)

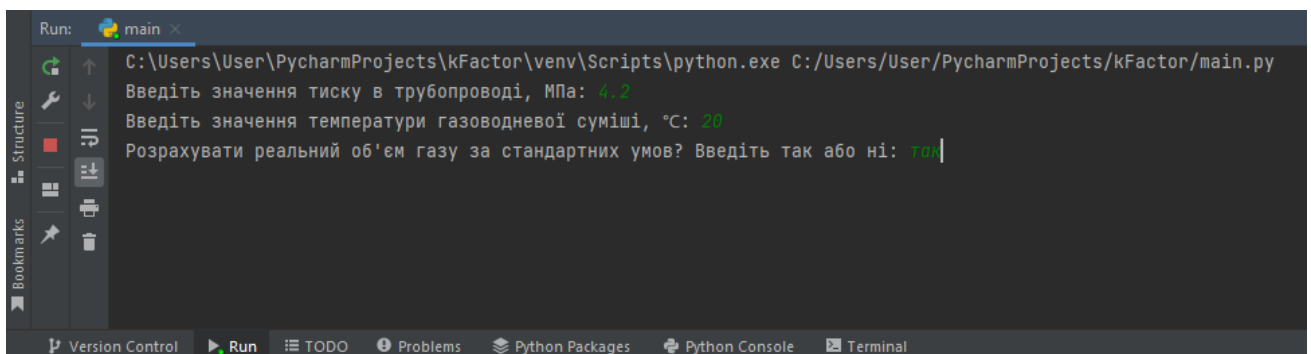


Рис. 4.7 – Приклад введення даних для розрахунку

Код для реалізації розрахунку наступний:

```

import pandas as pd

P = float(input("Введіть значення тиску в трубопроводі, МПа: "))
T = float(input("Введіть значення температури газоводневої суміші, °C: "))
V_real_calc = (input("Розрахувати реальний об'єм газу за стандартних умов? Введіть так або ні: "))
P_stp = 0.101325 # МПа
T_stp = 293.15 # К

file = 'data.xlsx'
df = pd.read_excel(file) # зчитування даних з файлу data.xlsx

# Функція розрахунку коефіцієнта стиснення за модифікованим рівнянням ρ-mod
def rho_mod_eq():
    for a in range(len(df)): # розрахунок значення коефіцієнтів стиснення для всіх проб суміші у файлі
        k_factor = 0.99367 - 5.5 * pow(10, 6) * (P + P_stp) * pow(df['ρ, кг/м^3'][a]/1.20445, 1.3) / \
            pow((T + 273.15), 3.3) + (P + P_stp) * 0.029908 * (df['H2, %'][a] / 100)

        k_factor_list.append(k_factor) # збереження розрахованих значень у формі списку

# Функція розрахунку коефіцієнта стиснення за рівнянням Г.2 СОУ 60.3-100:2012
def rho_eq():
    for b in range(len(df)): # розрахунок значення коефіцієнтів стиснення для всіх проб суміші у файлі
        k_factor = 1 - 5.5 * pow(10, 6) * (P + P_stp) * pow(df['ρ, кг/м^3'][b]/1.20445, 1.3) / pow((T + 273.15), 3.3)

        k_factor_list.append(k_factor) # збереження розрахованих значень у формі списку

k_factor_list = []

if P >= 1.2:
    print("\n Магістральний трубопровід\n")
    rho_mod_eq()
else:
    print("\n Розподільний трубопровід\n")
    rho_eq()

```

```

df['k-factor'] = k_factor_list # додавання розрахованих значень
до окремої колонки значень

V_real_stp_list = []

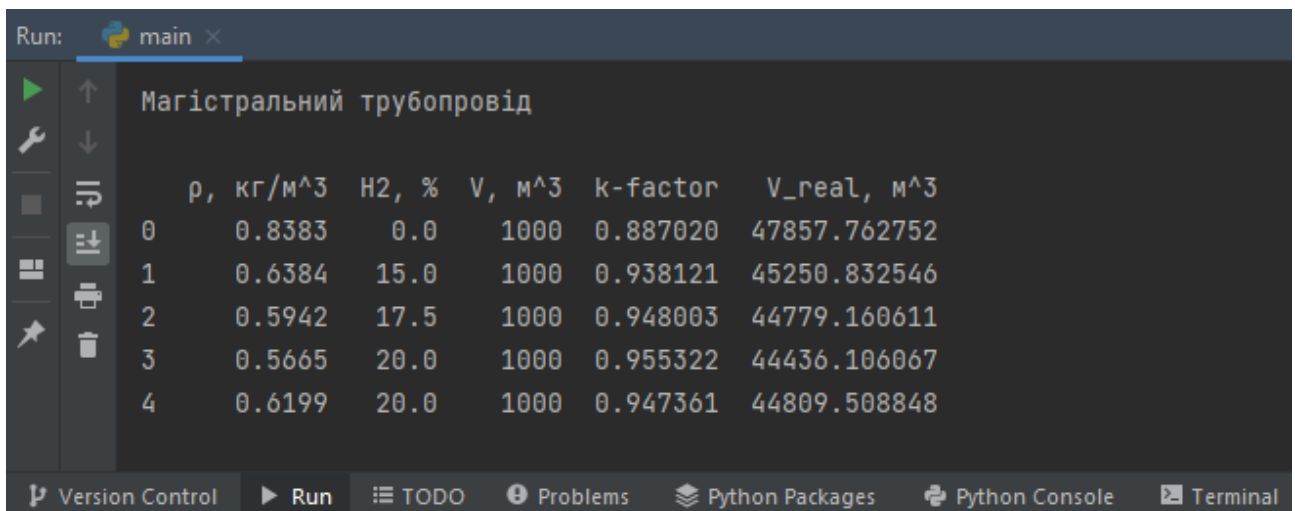
if V_real_calc == "Так":
    for i in range(len(df)):
        V_real_stp = df['V, м^3'][i] * (P+P_stp) * T_stp /
        ((T+273.15) * P_stp * df['k-factor'][i]) # об'єм за ст. умов

        V_real_stp_list.append(V_real_stp)
else:
    for i in range(len(df)):
        V_real_stp_list.append(0)

df['V_real, м^3'] = V_real_stp_list # додавання розрахованих
значень об'єму до окремої колонки значень
# print(df)
df.to_excel('K-factor.xlsx', index=False)

```

Розраховані значення можна отримати у вікні виведення результатів коду, як показано на рисунку 4.8. Для цього необхідно забрати символ # перед функцією `print(df)`. У випадку збереження розрахунків у новий excel файл (`K-factor.xlsx`), отримуємо результати, зображені на рисунку 4.9. Варто відзначити, що новий файл з'являється у папці проекту PyCharm.



	ρ, кг/м ³	H ₂ , %	V, м ³	k-factor	V _{real} , м ³
0	0.8383	0.0	1000	0.887020	47857.762752
1	0.6384	15.0	1000	0.938121	45250.832546
2	0.5942	17.5	1000	0.948003	44779.160611
3	0.5665	20.0	1000	0.955322	44436.106067
4	0.6199	20.0	1000	0.947361	44809.508848

Рис. 4.8 – Отримані результати обчислень коефіцієнтів стиснення у вікні виведення результатів коду

	A	B	C	D	E	F
1	ρ , кг/м ³	H ₂ , %	V, м ³	k-factor	V _{real} , м ³	
2	0,8383	0	1000	0,88702	47857,76	
3	0,6384	15	1000	0,938121	45250,83	
4	0,5942	17,5	1000	0,948003	44779,16	
5	0,5665	20	1000	0,955322	44436,11	
6	0,6199	20	1000	0,947361	44809,51	
7						

Рис. 4.9 – Результати обчислення коефіцієнту стиснення і реального об'єму сумішей, зберігаючи їх у excel файл

Даний скрипт дозволяє швидко обчислити коефіцієнти стиснення за значеннями густини газоводневих сумішей для великих наборів даних. Перевагою є те, що не обов'язково створювати лише excel файл, оскільки даний код може працювати із форматами .csv, .txt тощо. Для цього необхідно викликати функції `read_csv` та `to_csv`. Файли .txt можна опрацьовувати цією ж функцією, змінивши сепаратор з коми на пробіл.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

Зміна клімату і викликані нею наслідки стимулюють процеси декарбонізації у різних секторах економіки. Акцент робиться на відновлюваних джерелах енергії, однак наразі вони покривають лише частину згенерованої електроенергії. Для зменшення використання викопного палива необхідно вводити у вжиток відновлювані гази, при чому «зелений» водень розглядається одним з найбільш перспективних видів чистого палива.

Для створення умов переходу на водневі технології необхідно не лише стимулювати їх розвиток політичними та економічними важелями, а й розробити відповідне нормативно-правове забезпечення, що охопить усі етапи створення доданої вартості водню: виробництво, зберігання, транспортування, та споживання.

1. Аналіз нормативного забезпечення вимірювань об'єму та витрати газів свідчить, що окремо для вимірювання витрати та об'єму газоводневих сумішей наразі відсутні нормативні документи. Однак набули чинності стандарти вимірювання об'єму і витрати природного газу, які зокрема регламентують і використання газоводневих сумішей, тому доцільні для застосування вимірювань таких сумішей. Аналіз змісту стандартів CEN, які регламентують застосування лічильників газу, свідчить, що вказані лічильники є рекомендованими для виконання вимірювання об'єму газоводневих сумішей з об'ємним вмістом водню до 23%. Дані стандарти розроблялися у відповідності до стандарту EN 437:2018 Випробувальні гази. Випробувальний тиск. Категорії приладів, який регламентує випробувальні гази обладнання. Серед другої родини випробувальних газів, застосування яких нормовано вказаними нормативними документами, є суміш метану та водню із вмістом водню 23%. Аналіз вказаних положень дозволяє зробити висновок, що побутові прилади, лічильники та витратоміри, призначені для другої групи газів (суміш метану та

водню), є придатними для їх застосування з використанням газоводневих сумішей як вимірювального середовища.

Аналіз змісту стандартів ISO, що застосовуються для визначення компонентного складу природного газу методом газової хроматографії (ISO 6974-1:2012, ISO 6974-6:2002), також доцільні для застосування для газоводневих сумішей, але вимагають повторного детального розгляду та актуалізації за умови їх використання із газоводневими сумішами.

2. Результати теоретичного аналізу, співставлення фізичних методів вимірювання та систематизація особливостей і проблем визначення об'єму газоводневої суміші свідчать, що найбільш перспективними ЗВТ для обліку водню та газоводневих сумішей у різних секторах є ультразвукові. Поряд з вказаним, інші типи лічильників або витратомірів, як турбінні, термомасові, Коріолісові, змінного перепаду тиску та ін. можуть застосовуватися в конкретних секторах за певних експлуатаційних параметрів. Вихід за вказані межі у застосуванні цих ЗВТ за умов вимірювання газоводневої суміші призводить або до порушень виконання основних функцій вимірювання, або до суттєвого погіршення метрологічних характеристик, або до порушення умов експлуатації. Водень в складі суміші створює необхідність в процесі вимірювання вирішувати вказані проблеми в прив'язці до методу і умов вимірювання. Аналіз функціонування ЗВТ показав суттєву відмінність у застосуванні ЗВТ для завдань вимірювання об'єму і витрати водню як чистого газу та суміші природного газу і водню. Вміст водню неоднозначно впливає на властивості матеріалів, внутрішні витоки, чутливість приладів, швидкість потоку та інші складові процесу вимірювання. Всі ці чинники впливатимуть на похибки та довговічність експлуатації елементів ЗВТ.

У роботі розглянуто та обґрунтовано застосування наявних на ринку витратомірів та лічильників газу, що будуть придатними для водню та газоводневих сумішей (в основному з концентраціями водню до 20%). Їх сертифікація для застосування для газоводневих сумішей базується на методах,

розроблених для природного газу, охоплюючи в основному вимоги MID, PED, ATEX, OIML та ін.

3. Виконані дослідження впливу параметрів фізико-хімічних властивостей водню на розрахунок коефіцієнту стиснення газоводневих сумішей показали, що значення коефіцієнта стиснення зростає за умови зростання вмісту водню в складі суміші. За умови зростання тиску, значення коефіцієнта стиснення газоводневої суміші зменшується, а за умови зростання температури – збільшується. Але такі залежності є нелінійними.

Застосовуючи для розрахунку коефіцієнта стиснення газоводневих сумішей кореляційні рівняння, розроблені для природного газу, спостерігається зростання значень похибки відносно результатів, розрахованих за рівнянням стану AGA8. Для зразкових проб газоводневих сумішей із об'ємним вмістом водню від 0 до 20%, значення відносної похибки знаходиться в межах від -1,77 до +6,08% у випадку застосування рівняння (Г.1) СОУ 60.3-100:2012, що враховує лише вміст CO_2 , окрім значень тиску та температури. Значення відносної похибки рівняння (Г.2) СОУ 60.3-100:2012, що враховує лише відносну густину, знаходяться в межах від -0,6 до +2,62%. Також розглядалося кореляційне рівняння визначення коефіцієнту стиснення за нижчою теплою згоряння, вищим числом Воббе та вмістом діоксиду вуглецю. За тиску 4,2 МПа та температури 20°C дане рівняння показало найвищу точність, відносні похибки знаходились в діапазоні від +0,04 до 0,69%. Проте, при тисках до 2 МПа та більше 6 МПа і температурах, нижчих за 10 та вищих за 20°C значення похибок знаходяться на рівні, або вище значень похибок рівнянь (Г.1) та (Г.2) СОУ 60.3-100:2012.

4. Удосконалення математичної моделі методу визначення об'єму газоводневої суміші було проведено шляхом врахування змінної по водню в існуючих кореляційних рівняннях. Побудова 3D-поверхонь залежностей похибок кореляційних рівнянь показала, що вплив температури на значення похибок значно нижчий, ніж вплив тиску, і впливає більше на характер зміни

похибок. Вплив вмісту CO₂ або відносної густини також суттєво нижчий за вплив тиску і ним можна знехтувати.

Коефіцієнти при змінній по водню та коефіцієнти зміщення визначалися за допомогою регресійного аналізу. Для модифікованого рівняння CO₂-mod отримано значення коефіцієнта при змінній +0,055115 та значення константи зміщення -0,00603. Для рівняння p-mod значення коефіцієнта при змінній рівне +0,029908, а значення константи зміщення рівне -0,00633. Значення відносної похибки рівняння CO₂-mod знаходяться в межах від -1,99 до +3,81 %, а рівняння p-mod – в межах від -0,15 до +2,36%.

Результати досліджень показали, що вирішити задачу оптимізації в повній мірі за допомогою методів математичного аналізу є неможливо, оскільки залежність похибки визначення коефіцієнта стиснення від вмісту водню є суттєво нелінійною кривою, хоча і не містить оптимумів. Тому запропоновано метод застосування алгоритму ШНМ для визначення коефіцієнта стиснення.

Створено штучну нейронну мережу зі зворотнім поширенням помилки, яка містить вхідний шар, один прихований шар із 5 нейронами та один вихідний шар з одним нейроном. За результатами оцінювання достовірності роботи нейронної мережі на тестовому наборі даних, було виявлено, що розраховані значення знаходяться нижче статистичного розкиду значень коефіцієнтів стиснення за AGA8. При тестуванні нейромережі на даних з різними значеннями тиску та температури модель поводить адекватно, але тенденція заниження значень збереглася. Відповідно, для забезпечення вищої точності доцільним є додаткове тренування нейромережі на даних, що характеризують конкретні параметри вимірювання газоводневої суміші.

5. Використання розрахованих значень коефіцієнтів стиснення для розрахунку реального об'єму газоводневих сумішей свідчить, що навіть незначні відхилення від значень AGA8 відповідають сотням та тисячам метрам кубічних недо- або переоблікованого об'єму газоводневих сумішей за

стандартних умов (0,101325 МПа, 20°C). За тиску, що відповідає розподільним мережам, дана різниця не настільки відчутна, однак зі зростанням значень тиску зростає і похибка. Застосовуючи рівняння CO2-mod за тиску 4,2 МПа та температури 20°C похибка визначеного об'єму становить від -18355 до +8871 м³, а рівняння ρ-mod – від -15958 до +1471 м³.

Оскільки рівняння ρ-mod є найточнішим з розглянутих методів, було розроблено програмне забезпечення, яке дозволяє розрахувати коефіцієнт стиснення та реальний об'єм газоводневих сумішей за стандартних умов для значних наборів даних. Вказаний програмний продукт є робочим інструментом для підрозділів, які займаються забезпеченням вимірювання об'єму та витрати сумішей природного газу та водню.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. World Energy Outlook // International Energy Agency, 2019. P. 23. URL: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/98909c1b-aabc-4797-9926-35307b418cdb/WEO2019-free.pdf>.
2. Crooks E. The IEA's outlook to 2040 // Wood Mackenzie. URL: <https://www.woodmac.com/news/opinion/the-ieas-outlook-to-2040/>.
3. The Paris Agreement // UNFCCC. URL: <https://unfccc.int/process-and-meetings/the-paris-agreement/the-paris-agreement>.
4. Clean energy for all Europeans package // European Commission official website. URL: https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-strategy/clean-energy-all-europeans-package_en.
5. Андрієнко С. Ю., Степанюк В. К., Корбут М. Б. Інструменти четвертого енергопакету ЄС «Чиста енергія для усіх європейців», які можуть бути застосовані в Україні // Сталий розвиток країни в рамках Європейської інтеграції : збірник тез Всеукр. наук.-практ. конф. здобувачів вищої освіти і молодих вчених, м. Житомир, 12 листоп. 2020 р. Житомир, 2020. С. 142.
6. On the Governance of the Energy Union and Climate Action : Regulation of the European Parliament and of the Council of 11.12.2018 № (EU) 2018/1999. Official Journal of the European Union. 2018. 21 Dec. Vol. 61, L 328. pp. 1–77.
7. The European Green Deal. Europe's new growth strategy. A climate-neutral EU by 2050. Brussels : United Nations Industrial Development Organization, 2020. 25 p.
8. Powering a climate-neutral economy: An EU Strategy for Energy System Integration : Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions. Brussels : European Commission, 2020. 21 p.
9. A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe : Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions. Brussels : European Commission, 2020. 23 p.

10. Bollien A., Dietzsch F., Lainez J. S., Schülken H. Assessment document of RCS barriers and enablers at EU level. Hydrogen in Gas Grids: A systematic validation approach at various admixture levels into high-pressure grids, 2020. 33 p.
11. Карпаш М.О., Райтер П.М., Яворський А.В., Олійник А.П., Уніговський Л.М. Дослідження герметичності газорозподільчих мереж у разі їх використання для постачання газоводневих сумішей. Нафтогазова галузь України. 2020. № 6. С.14-23.
12. Енергетична асоціація «Українська Воднева Рада» // Ukrainian Hydrogen Council. URL: <https://hydrogen.ua/ua/>.
13. Воднева стратегія України : проєкт // Інститут відновлюваної енергетики НАН України. Київ, 2021. 90 с.
14. Стратегія майбутнього: Україна – це енергетичний хаб, який допоможе Європі позбутися залежності від росії. Міністерство енергетики України. Урядовий портал [Електронний ресурс], режим доступу: <https://www.kmu.gov.ua/news/stratetiia-maibutnoho-ukraina-tse-enerhetychnyi-khab-iakyi-dopomozhe-ievropi-pozbutysia-zalezhnosti-vid-rosii>.
15. Енергетична стратегія. Міністерство енергетики України [Електронний ресурс], режим доступу: <https://www.mev.gov.ua/reforma/enerhetychna-stratetiia>.
16. Кліматичні цілі та українська промисловість: модернізуйся або програй. Heinrich Boll Stiftung [Електронний ресурс], режим доступу: <https://ua.boell.org/uk/2021/11/16/klimatychni-tsili-ta-ukrayinska-promyslovis-t-modernizuysya-abo-prohrai>.
17. Hydrogen Technologies Standards : Discussion paper // Standards Australia, 2018. 14 p.
18. Hydrogen explained. Production of hydrogen. [Електронний ресурс], режим доступу: <https://www.eia.gov/energyexplained/hydrogen/production-of-hydrogen.php>.
19. Martino M., Ruocco C., Meloni E. [et al.]. Main Hydrogen Production Processes: An Overview. Catalysts 2021, 11, 547. <https://doi.org/10.3390/catal11050547>.

20. Standards // ISO. URL: <https://www.iso.org/standards.html>.
21. CEN - CENELEC - Search standards // CEN - CENELEC. URL: [https://standards.cencenelec.eu/dyn/www/f?p=CEN:105::RESET:::.](https://standards.cencenelec.eu/dyn/www/f?p=CEN:105::RESET:::)
22. UL Empowering Trust // UL Solutions. URL: <https://www.ul.com>.
23. Tomevska S. Hydrogen Standards Forum : Outcomes report // Standards Australia, 2018. 11 p.
24. Hydrogen standards release summary // Standards Australia, 2020. 2 p.
25. Yang Y., Xu H., Lu Q., Bao W. et al. Development of standards for hydrogen storage and transportation. E3S Web of Conf. 2020. Vol. 194, 02018. ICAEER 2020. 5 p.
26. ASTM International - Standards Worldwide. URL: <https://www.astm.org/>.
27. American National Standards Institute - ANSI Home. URL: <https://www.ansi.org/>.
28. Каталог національних стандартів та кодексів усталеної практики. URL: <http://katalog.uas.org.ua/>.
29. 首页 - 全国标准信息公共服务平台. URL: <https://std.samr.gov.cn/>.
30. Homepage // IEC. URL: <https://www.iec.ch/homepage>.
31. The American Society of Mechanical Engineers - ASME. URL: <https://www.asme.org/>.
32. JSA GROUP Webdesk. URL: <https://webdesk.jsa.or.jp/>.
33. 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.
34. Белоусова К. У Німеччині “вийшли на дороги” перші в світі водневі поїзди // Екополітика. URL: <https://ecopolitic.com.ua/ua/news/u-nimechchini-vijshli-na-dorogi-pershi-v-sviti-vodnevi-poizdi/>.
35. H2-ICE technology options of the present and the near future // SAE International. URL: <https://www.sae.org/publications/technical-papers/content/2022->

content/uploads/2020/11/18NRM06-Newgasmeter-D1-Report-on-the-impact-of-renewable-gases-...-on-the-accuracy-cost-and-lifetime-of-gas-meters.pdf

46. Díez N. G., van der Meer S., Bonetto J., Herwijn A. Technical assessment of Hydrogen transport, compression, processing offshore. Report // North Sea Energy. 2020. 34 p.

47. Report stating the acceptable range of gas compositions, which will be suitable for use with metrology gas meters and which support the new “renewable” framework. Deliverable D2 // NewGasMet. 2020. URL: <https://newgasmeter.eu/wp-content/uploads/2020/11/18NRM06-Newgasmeter-D2-Report-stating-the-acceptable-range-of-gas-compositions-....pdf>

48. Report on the tests which need to be performed during calibration to enable the use of renewable gases with existing gas meters. Deliverable D3 // NewGasMet. 2020. URL: <https://newgasmeter.eu/wp-content/uploads/2020/11/18NRM06-Newgasmeter-D3-Report-on-the-tests-which-need-to-be-performed-during-calibration-....pdf>

49. Technical and economic conditions for injecting hydrogen into natural gas networks. Final report // GRTgaz. 2019. 45 p.

50. Melaina M. W., Antonia O., Penev M. Blending Hydrogen into Natural Gas Pipeline Networks: A Review of Key Issues. Technical report // NREL. 2013. 132 p.

51. Report on recommendations for the traceable calibration (type testing) and verification procedures for rotary displacement, turbine, diaphragm, domestic ultrasonic, thermal mass flow gas flow meters which measure renewable gases, in compliance with the requirements of the 2014/32/EU Measuring Instruments Directive and recommendations reports on (I) test gases, flow rate, pressure range, and meter sizes, (II) the effects of renewable gases on the uncertainty budgets of gas meters. Deliverable D4 // NewGasMet. 2022. URL: <https://newgasmeter.eu/wp-content/uploads/2022/10/NEWGASMET-D4-final-v2.pdf>

52. Modrego J., van Putten D., Chinello G. [et al.]. Hydrogen and hydrogen-enriched natural gas in European gas grids: Task 1.1: Understanding operating

conditions for decarbonised gas grid. Report // Metrology for Decarbonising the Gas Grid. 2021. 46 p.

53. Preparing for the future: Metering hydrogenenriched natural gas and pure hydrogen // SICK AG. URL: <https://www.sick.com/sg/en/preparing-for-the-future-metering-hydrogenenriched-natural-gas-and-pure-hydrogen/w/blog-momentum-gas-hydrogen-measurement/>

54. FLOWSIC600-XT: The perfect match // SICK AG. URL: <https://www.sick.com/sg/en/flow-measurement-technology/gas-flow-meters/flowsic600-xt/flowsic600-xt/p/p406745>

55. FLOWSIC500: Custody transfer measurement in natural gas distribution // SICK AG. URL: <https://www.sick.com/sg/en/flow-measurement-technology/gas-flow-meters/flowsic500/flowsic500/p/p309545>

56. FLOWSIC600: Gas flow meters for custody transfer and process applications // SICK AG. URL: <https://www.sick.com/sg/en/flow-measurement-technology/gas-flow-meters/flowsic600/flowsic600/p/p76996>

57. Flow measurement of pure hydrogen as well as hydrogen-natural gas mixtures: Ultrasonic flowmeter for custody transfer (CT) measurement of gases // KROHNE. URL: <https://cmp.krohne.com/hydrogen/flow-measurement-of-pure-hydrogen/>

58. Flow measurement for billing of a hydrogen/natural gas mixture // KROHNE. 2021. URL: <https://cmp.krohne.com/hydrogen/wp-content/uploads/sites/62/2022/04/application-report-623-flow-measurement-for-billing-of-hydrogennatural-gas-mixture-en-gb.pdf>

59. Custody transfer flow measurement of hydrogen // KROHNE. 2018. URL: <https://cmp.krohne.com/hydrogen/wp-content/uploads/sites/62/2022/04/application-note-518-custody-transfer-flow-measurement-of-hydrogen-en-gb.pdf>

60. Hydrogen - volume measurement // RMG Messtechnik GmbH. URL: <https://www.rmg.com/en/applications/hydrogen-measurements/hydrogen-volume-measurement>

61. USM GT400 ultrasonic gas meter // RMG Messtechnik GmbH. URL: <https://www.rmg.com/en/products/gas-meter/ultrasonic-gas-meter/usm-gt400>
62. FIOSONIC // Pietro Fiorentini S.p.a. URL: <https://www.fiorentini.com/en/solutions/products/gas-meters/industrial-ultrasonic-gas-meters/fiosonic/>
63. FIOSONIC H // Pietro Fiorentini S.p.a. URL: <https://www.fiorentini.com/en/solutions/products/100-hydrogen-products/hydrogen-meters/fiosonic-h/>
64. Residential metering: H2-SSM-iCON // Pietro Fiorentini S.p.a. URL: https://www.fiorentini.com/wp-content/uploads/2023/05/h2ssmicon_flyer_ENG_revC.pdf
65. Residential metering: H2-SSM // Pietro Fiorentini S.p.a. URL: https://www.fiorentini.com/wp-content/uploads/2023/05/h2ssm_flyer_ENG_revC.pdf
66. A new meter measures pure hydrogen, hydrogen blends and natural gas // Smart Energy International. URL: <https://www.smart-energy.com/industry-sectors/components/a-new-meter-measures-pure-hydrogen-hydrogen-blends-and-natural-gas/>
67. SGM6400: Gas metering natural gas/high CO₂ biomethane/LNG/blends & pure H₂ // Sensirion AG. URL: <https://www.sensirion.com/products/catalog/SGM6400>
68. The first MID-certified, 100% hydrogen meter in the world is Italian, and is produced by SIT // SIT. URL: <https://www.sitgroup.it/en/2021/11/22/the-first-mid-certified-100-hydrogen-meter-in-the-world-is-italian-and-is-produced-by-metersit/>
69. SIT, 100% green hydrogen meters complete the MID and CPA certification process // SIT. URL: <https://www.sitgroup.it/en/2022/03/04/sit-100-green-hydrogen-meters-complete-the-mid-and-cpa-certification-process/>
70. MeteRSIT product catalogue: Domusnext 2.0 // SIT. 2021. URL: https://www.sitgroup.it/wp-content/uploads/2022/02/MeteRSit_catalogogenerale_nov2021_esecutivo%C2%AEsing_bassa.pdf

71. Application report: Mass flow measurement of hydrogen // KROHNE. 2019. URL: <https://cmp.krohne.com/hydrogen/wp-content/uploads/sites/62/2022/04/application-report-200-mass-flow-measurement-hydrogen-en-gb.pdf>
72. Application report: Flow measurement of green hydrogen at a power-2-gas plant (P2G) // KROHNE. 2020. URL: <https://cmp.krohne.com/hydrogen/wp-content/uploads/sites/62/2022/04/application-report-614-flow-measurement-of-green-hydrogen-at-a-power-2-gas-plant-p2g-en-gb.pdf>
73. High Pressure Series: TCMH 0450 Coriolis Mass Flow Meter for Gas // TRICOR Coriolis Technology. URL: <https://tricorflow.com/tricor-coriolis-meter-tcmh-0450-hp-gas/>
74. Turbine gas meter TRZ 03 // RMG Messtechnik GmbH. URL: <https://www.rmg.com/en/products/gas-meter/turbine-gas-meter/trz-03>
75. Turbine meter TME 400-VCF / TME 400-VMF // RMG Messtechnik GmbH. URL: <https://www.rmg.com/en/products/gas-meter/turbine-gas-meter/tme-400-vcf-tme-400-vmf>
76. Volumeter TRZ 03 K // RMG Messtechnik GmbH. URL: <https://www.rmg.com/en/products/gas-meter/gas-volumeter/trz-03-k>
77. Electronic Volumeter with integrated volume corrector TME 400-VC // RMG Messtechnik GmbH. URL: <https://www.rmg.com/en/products/gas-meter/gas-volumeter/tme-400-vc>
78. TME 400-VM: Electronic Volumeter // RMG Messtechnik GmbH. URL: <https://www.rmg.com/en/products/gas-meter/gas-volumeter/tme-400-vm>
79. Industrial metering: iM-TM // Pietro Fiorentini S.p.a. URL: https://www.fiorentini.com/wp-content/uploads/2022/12/imtm_flyer_ENG_revA.pdf
80. Industrial metering: iM-TM H // Pietro Fiorentini S.p.a. URL: https://www.fiorentini.com/wp-content/uploads/2023/05/imtmh_flyer_ENG_revA.pdf

81. Industrial metering: IM-RM // Pietro Fiorentini S.p.a. URL: https://www.fiorentini.com/wp-content/uploads/2023/08/imrm_flyer_ENG_revD.pdf
82. Industrial metering: IM-RM H // Pietro Fiorentini S.p.a. URL: https://www.fiorentini.com/wp-content/uploads/2023/05/imrmh_flyer_ENG_revA.pdf
83. RS 2.0 – RST 2.0 // Pietro Fiorentini S.p.a. URL: <https://www.fiorentini.com/en/solutions/products/gas-meters/diaphragm-gas-meters/rs-2-0-rst-2-0/>
84. 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.
85. Press release: New measuring system for natural gas – fast and accurate. Fraunhofer IPM, 2020. 3 p. URL: <https://www.ipm.fraunhofer.de/content/dam/ipm/de/PDFs/Pressemitteilung/2020/PI-Erdgas-Messsystem-Wasserstoff-20201207.pdf>
86. Leonhard R., Steiner C., Villuendas T. [et al.]. Report on baseline, assumptions and scope for techno-economic modelling. Deliverable D5.1 // Hydrogen in Gas Grids. 2021. URL: https://higgsproject.eu/wp-content/uploads/2022/05/Attachment_0-4.pdf
87. Про затвердження Правил обліку природного газу під час його транспортування газорозподільними мережами, постачання та споживання: Наказ Міністерства палива та енергетики України від 27.12.2005р. № 618 [Електронний ресурс]. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0067-06#Text>.
88. HANDBOOK ON THE ENERGY SECTOR: Fuel Combustion. UNFCCC. 2018.
89. Белоусова К. Україна зменшила викиди вуглецю на 62,5%. Інфографіка // Екополітика. 2023. URL: <https://ecopolitic.com.ua/ua/news/ukraina-zmenshila-vikidi-vuglecju-na-62-5-infografika/>

90. Ritchie H., Roser M. Ukraine: CO2 Country Profile // Our World in Data. 2020. URL: <https://ourworldindata.org/co2/country/ukraine>
91. Juhrich K. CO2 Emission Factors for Fossil Fuels. German Environment Agency (UBA). 2022. URL: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/479/publikationen/cc_29-2022_emission-factors-fossil-fuels.pdf
92. Saavedra J., Merino L., Kafarov V. Determination of the Gas Composition Effect in Carbon Dioxide Emission at Refinery Furnaces. Chemical Engineering Transactions, vol. 35, 2013. DOI: 10.3303/CET1335226.
93. Calculations according to ISO 6976 // RMG. URL: <https://www.rmg.com/en/publications/online-tools/calculations-according-to-iso-6976>
94. 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.
95. 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.
96. Dörr H., Kröger K., Graf F. [et al.]. Untersuchungen zur Einspeisung von Wasserstoff in ein Erdgasnetz, 2016.
97. 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. Volume 1. 2021. P. 156–179. <https://doi.org/10.3390/gases1040013>
98. 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>

99. 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>.
100. International Organization for Standardization, "Natural Gas – Calculation of Compression Factor, Part 2: Calculation using molar-composition analysis," ISO 12213-2, 2006.
101. International Organization for Standardization, "Natural Gas – Calculation of Compression Factor, Part 3: Calculation using physical properties," ISO 12213-3, 2006.
102. Starling K. E., Savidge J. L. *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.
103. R. H. Zimmerman, "Manual for the Determination of Supercompressibility Factors for Natural Gas," PAR Project NX-19, Ohio State University, 1962.
104. 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.
105. 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>.
106. Łach M. 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>.
107. 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.

108. ДСТУ ISO 15112 Газ природний. Визначання енергії (EN ISO 15112:2018, IDT; ISO 15112:2018, IDT).
109. 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.
110. 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.
111. Паспорт ФХП природного газу [Електронний ресурс]. URL: <https://gaz.kherson.ua/?cat=30>
112. Оперативні дані оператора ГТС (ГДП, ВБГ) про чисельні значення ФХП природного газу в точках його надходження до ГРМ [Електронний ресурс]. URL: <https://www.chergas.ck.ua/spozhivacham/yakist-gazu-vid>
113. Якість газу у грудні 2019 року по регіонах України // АТ «Укртрансгаз», 2020. [Електронний ресурс]. URL: <http://utg.ua/utg/media/news/2020/01/gq-2019-12.html>
114. 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]. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z1378-15#Text>.
115. Fowler M. Ideal Gas Thermodynamics: Specific Heats, Isotherms, Adiabats // University of Virginia. URL: <https://galileo.phys.virginia.edu/classes/152.mf1i.spring02/SpHeatGas.htm>
116. Azubuike I., Ikiensikimama S., Orodu O. Natural Gas Compressibility Factor Measurement and Evaluation for High Pressure High Temperature Gas Reservoirs. International Journal Of Scientific & Engineering Research, Volume 7, Issue 7. 2016.

117. Бестелесний А. Г., Власюк Я. М., Кісіль І. С. [et.al.] Методика експериментальних досліджень впливу параметрів природного газу на метрологічні характеристики лічильників газу. Методи та прилади контролю якості, № 186, 2007.

ДОДАТОК А

Таблиця А.1 – Стандарти, пов'язані з виробництвом водню [10], [20-24]

№ п/п	№ стандарту	Назва
Міжнародна організація зі стандартизації (ISO)		
1	ISO 14687:2019	Hydrogen fuel quality – Product specification
2	ISO/TS 19883:2017	Safety of pressure swing adsorption systems for hydrogen separation and purification
3	ISO 22734:2019	Hydrogen generators using water electrolysis — Industrial, commercial, and residential applications
4	ISO 16110-1:2007	Hydrogen generators using fuel processing technologies – Part 1: Safety
5	ISO 16110-2:2010	Hydrogen generators using fuel processing technologies – Part 2: Test methods for performance
Європейський комітет зі стандартизації (CEN)		
1	EN 16325:2013 + A1:2015	Guarantees of Origin related to energy - Guarantees of Origin for Electricity
Underwriters Laboratories (UL)		
1	UL 2264A Ed. 2-2021	Outline Of Investigation For Water Electrolysis Type Hydrogen Generators

Таблиця А.2 – Стандарти, пов'язані з уловлюванням та зберіганням діоксиду вуглецю [20]

№ п/п	№ стандарту	Назва
Міжнародна організація зі стандартизації (ISO)		
1	ISO/TR 27912:2016	Carbon dioxide capture – Carbon dioxide capture systems, technologies and processes
2	ISO 27913:2016	Carbon dioxide capture, transportation and geological storage – Pipeline transportation systems
3	ISO 27914:2017	Carbon dioxide capture, transportation and geological storage – Geological storage
4	ISO/TR 27915:2017	Carbon dioxide capture, transportation and geological storage – Quantification and verification
5	ISO 27917:2017	Carbon dioxide capture, transportation and geological storage – Vocabulary – Cross cutting terms
6	ISO/TR 27918:2018	Lifecycle risk management for integrated CCS projects
7	ISO 27916:2019	Carbon dioxide capture, transportation and geological storage — Carbon dioxide storage using enhanced oil recovery (CO ₂ -EOR)
8	ISO/TR 27921:2020	Carbon dioxide capture, transportation, and geological storage — Cross Cutting Issues — CO ₂ stream composition
9	ISO/TR 27923:2022	Carbon dioxide capture, transportation and geological storage — Injection operations, infrastructure and monitoring

Таблиця А.3 – Стандарти, пов’язані з воднем та загальним дизайном водневої енергетичної системи [25-29]

№ п/п	№ стандарту	Назва
Американське товариство випробувань і матеріалів (ASTM)		
1	ASTM D7265-12(2018)	Standard Specification for Hydrogen Thermophysical Property Tables
Американський інститут національних стандартів (ANSI)		
1	ANSI/CGA H-5-2020	Bulk Hydrogen Supply Systems - Third Edition
Український науково-дослідний і навчальний центр проблем стандартизації, сертифікації та якості (УкрНДНЦ)		
1	ДСТУ 2655-94	Водень. Терміни та визначення
Адміністрація зі стандартизації Китаю (SAC)		
1	GB/T 3634.1-2006	Hydrogen--Part 1:Industrial Hydrogen
2	GB/T 3634.2-2011	Hydrogen--Part 2:Pure Hydrogen, High Pure Hydrogen And Ultrapure Hydrogen
3	GB/T 24499-2009	Technology Glossary For Gaseous Hydrogen, Hydrogen Energy And Hydrogen Energy System

Таблиця А.4 – Стандарти, пов’язані з безпечною експлуатацією водню загалом [10], [20], [21], [27], [29], [30]

№ п/п	№ стандарту	Назва
Міжнародна організація зі стандартизації (ISO)		
1	ISO/TR 15916:2015	Basic considerations for the safety of hydrogen systems
2	ISO 26142:2010	Hydrogen detection apparatus – Stationary applications
3	ISO/TS 16922:2022	Natural gas – Odorization
4	ISO 13734:2013	Natural gas — Organic components used as odorants — Requirements and test methods
Європейський комітет зі стандартизації (CEN)		
1	EN 17649:2022	Gas infrastructure - Safety Management System (SMS) and Pipeline Integrity Management System (PIMS) - Functional requirements
2	EN 14986:2017	Design of fans working in potentially explosive atmospheres
Міжнародна електротехнічна комісія (IEC)		
1	IEC 60079-10-1:2020	Explosive atmospheres – Part 10-1: Classification of areas – Explosive gas atmospheres
2	IEC 60079-29-1:2016+A1:2020	Explosive atmospheres - Part 29-1: Gas detectors - Performance requirements of detectors for flammable gases
Американський інститут національних стандартів (ANSI)		
1	ANSI/AIAA G-095A-2017	Guide To Safety Of Hydrogen And Hydrogen Systems

Завершення таблиці А.4 – Стандарти, пов'язані з безпечною експлуатацією водню загалом [10], [20], [21], [27], [29], [30]

№ п/п	№ стандарту	Назва
Асоціація стисненого газу (CGA)		
1	CGA P-12-2017	Safe handling of cryogenic liquids
2	CGA P-28-2022	OSHA Process Safety Management And EPA Risk Management Plan Guidance Document For Bulk Liquid Hydrogen Supply Systems
3	CGA G-5.5-2021	Standard For Hydrogen Vent Systems - 4th Edition
4	CGA PS-48-2016	CGA Position statement on clarification of existing hydrogen setback distances and development of new hydrogen setback distances in NFPA 55
Національна асоціація захисту від пожеж (NFPA)		
1	NFPA 2	Hydrogen technologies code
2	NFPA 55	Compressed gases and cryogenic fluids code
Адміністрація зі стандартизації Китаю (SAC)		
1	GB/T 29729-2013	Essential requirements for the safety of hydrogen systems

Таблиця А.5 – Стандарти, пов'язані зі зберіганням водню [10], [20], [21], [23], [24], [29], [31]-[33]

№ п/п	№ стандарту	Назва
Міжнародна організація зі стандартизації (ISO)		
1	ISO 16111:2018	Transportable gas storage devices - Hydrogen absorbed in reversible metal hydride
Європейський комітет зі стандартизації (CEN)		
1	EN 17533: 2020	Gaseous hydrogen - Cylinders and tubes for stationary storage
2	EN 17339: 2020	Transportable gas cylinders - Fully wrapped carbon composite cylinders and tubes for hydrogen
Асоціація стисненого газу (CGA)		
1	CGA H-3-2019	Standard for cryogenic Hydrogen Storage
2	CGA PS-33-2008 (R2020)	Use of liquefied petroleum gas or propane tanks as compressed hydrogen storage buffers
3	CGA PS-17	CGA position statement on underground installation of liquid hydrogen storage tanks
4	CGA PS-20	CGA Position statement on the direct burial of gaseous hydrogen storage tanks
5	CGA P-41-2018	Locating bulk liquid storage systems in courts
6	CGA PS-46-2017	Position statement - roofs over hydrogen storage systems
Американське товариство інженерів-механіків (ASME)		
1	ASME STP/PT-005 - 2006	Design Factor Guidelines for High-Pressure Composite Hydrogen Tanks
2	ASME STP-PT-014 - 2008	Data Supporting Composite Tank Standards Development for Hydrogen Infrastructure Applications

Завершення таблиці А.5 – Стандарти, пов'язані зі зберіганням водню [10],
[20], [21], [23], [24], [29], [31]-[33]

№ п/п	№ стандарту	Назва
3	ASME STP-PT-023 - 2009	Guidelines for In-Service Inspection of Composite Pressure Vessels
4	ASME STP-PT-021 - 2008	Nondestructive Testing and Evaluation Methods for Composite Hydrogen Tanks
5	ASME STP-PT-043 - 2010	ASME Flawed Cylinder Testing
6	ASME STP-PT-064 - 2013	Evaluation of Fracture Properties Test Methods for Hydrogen Service
Асоціація зі стандартизації Канади (CSA)		
1	CSA B51-2019	B51-14 - Boiler, Pressure Vessel, And Pressure Piping Code
Комітет промислових стандартів Японії (JISC)		
1	JIS H 7003:2007	Glossary of terms used in hydrogen absorbing alloys
2	JIS H 7201:2007	Method for measurement of pressure-composition-temperature(PCT) relations of hydrogen absorbing alloys
3	JIS H 7202:2007	Method for measurement of hydrogen absorption/desorption reaction rate of hydrogen absorbing alloys
4	JIS H 7203:2007	Method for measurement of hydrogen absorption/desorption cycle characteristic of hydrogen absorbing alloys
5	JIS H 7204:1995	Method for measuring the heat of hydrating reaction of hydrogen absorbing alloys
6	JIS H 7205:2003	Method of measuring discharge capacity of hydrogen absorbing alloys for a negative electrode of a rechargeable nickel-metal hydride battery
7	TS B 0037:2019	Quality and designation for hydrogen composite pressure vessels
Адміністрація зі стандартизації Китаю (SAC)		
1	GB/T 34542.1-2017	Storage and transportation systems for gaseous hydrogen-Part 1: General requirements
2	GB/T 26466-2011	Stationary flat steel ribbon wound vessels for storage of high pressure hydrogen
3	GB/T 33292-2016	Metal hydride hydrogen storage system for fuel cells backup power
4	GB/T 33291-2016	Measurement method of pressure-composition-temperature for reversible hydrogen absorption & desorption of hydrides

Таблиця А.6 – Стандарти, пов’язані з транспортуванням водню трубопроводами [10], [20], [21], [25], [31]

№ п/п	№ стандарту	Назва
Міжнародна організація зі стандартизації (ISO)		
1	ISO 15848-1:2015	Industrial valves — Measurement, test and qualification procedures for fugitive emissions — Part 1: Classification system and qualification procedures for type testing of valves
2	ISO 15848-2:2015	Industrial valves — Measurement, test and qualification procedures for fugitive emissions — Part 2: Production acceptance test of valves
Європейський комітет зі стандартизації (CEN)		
1	EN 1594:2-2013	Gas infrastructure – Pipelines for maximum operating pressure over 16 bar – Functional requirements
2	EN 1775:2007	Gas supply – Gas pipework for buildings than or equal to 5 bar – Functional recommendations
3	EN 12583:2022	Gas Infrastructure - Compressor stations – Functional requirements
4	EN 12732:2021	Gas infrastructure - Welding steel pipework - Functional requirements
Асоціація стисненого газу (CGA)		
1	CGA G-5.4-2019	Standard for hydrogen piping systems at user locations
2	CGA G-5.6-2005(R2013)	Hydrogen pipeline systems
3	CGA G-5.8-2007	High pressure hydrogen piping systems at consumer locations
4	CGA P-8.10 : 2021	Industrial Gas Pipeline Integrity Management
Американське товариство інженерів-механіків (ASME)		
1	ASME B31.12-2019	Hydrogen piping and pipelines
2	ASME STP-PT-006-2007	Design guidelines for hydrogen piping and pipelines
3	ASME STP/PT-003 - 2005	Hydrogen Standardization Interim Report for Tanks, Piping, and Pipelines
4	ASME B31G – 2012 (R2017)	Manual for Determining the Remaining Strength of Corroded Pipelines

Таблиця А.7 – Стандарти, пов'язані з заправною інфраструктурою водневого транспорту [20], [21], [25]-[27], [29], [37]

№ п/п	№ стандарту	Назва
Міжнародна організація зі стандартизації (ISO)		
1	ISO 13984:1999	Liquid hydrogen – Land vehicle fuelling system interface
2	ISO 17268:2020	Gaseous hydrogen land vehicle refuelling connection devices
3	ISO 19880-1:2020	Gaseous hydrogen – Fuelling stations – Part 1: General requirements
4	ISO 19880-3:2018	Gaseous hydrogen — Fuelling stations — Part 3: Valves
5	ISO 19880-5:2019	Gaseous hydrogen — Fuelling stations — Part 5: Dispenser hoses and hose assemblies
6	ISO 19880-8:2019	Gaseous hydrogen — Fuelling stations — Part 8: Fuel quality control
7	ISO 12619-1:2014	Road vehicles — Compressed gaseous hydrogen (CGH ₂) and hydrogen/natural gas blends fuel system components — Part 1: General requirements and definitions
8	ISO 12619-2:2014	Road vehicles — Compressed gaseous hydrogen (CGH ₂) and hydrogen/natural gas blends fuel system components — Part 2: Performance and general test methods
9	ISO 12619-2:2014	Road vehicles — Compressed gaseous hydrogen (CGH ₂) and hydrogen/natural gas blends fuel system components — Part 3: Pressure regulator
10	ISO 12619-4:2016	Road vehicles — Compressed gaseous hydrogen (CGH ₂) and hydrogen/natural gas blends fuel system components — Part 4: Check valve
11	ISO 12619-5:2016	Road vehicles — Compressed gaseous hydrogen (CGH ₂) and hydrogen/natural gas blends fuel system components — Part 5: Manual cylinder valve
12	ISO 12619-6:2017	Road vehicles — Compressed gaseous hydrogen (CGH ₂) and hydrogen/natural gas blends fuel system components — Part 6: Automatic valve
13	ISO 12619-7:2017	Road vehicles — Compressed gaseous hydrogen (CGH ₂) and hydrogen/natural gas blends fuel system components — Part 7: Gas injector
14	ISO 12619-8:2017	Road vehicles — Compressed gaseous hydrogen (CGH ₂) and hydrogen/natural gas blends fuel system components — Part 8: Pressure indicator
15	ISO 12619-9:2017	Road vehicles — Compressed gaseous hydrogen (CGH ₂) and hydrogen/natural gas blends fuel system components — Part 9: Pressure relief valve (PRV)
16	ISO 12619-10:2017	Road vehicles — Compressed gaseous hydrogen (CGH ₂) and hydrogen/natural gas blends fuel system components — Part 10: Pressure relief device (PRD)
17	ISO 12619-11:2017	Road vehicles — Compressed gaseous hydrogen (CGH ₂) and hydrogen/natural gas blends fuel system components — Part 11: Excess flow valve

Продовження таблиці А.7 – Стандарти, пов’язані з заправною інфраструктурою водневого транспорту [20], [21], [25]-[27], [29], [37]

№ п/п	№ стандарту	Назва
18	ISO 12619-12:2017	Road vehicles — Compressed gaseous hydrogen (CGH ₂) and hydrogen/natural gas blends fuel system components — Part 12: Gas-tight housing and ventilation hoses
19	ISO 12619-13:2017	Road vehicles — Compressed gaseous hydrogen (CGH ₂) and hydrogen/natural gas blends fuel system components — Part 13: Rigid fuel line in stainless steel
20	ISO 12619-14:2017	Road vehicles — Compressed gaseous hydrogen (CGH ₂) and hydrogen/natural gas blends fuel system components — Part 14: Flexible fuel line
21	ISO 12619-15:2017	Road vehicles — Compressed gaseous hydrogen (CGH ₂) and hydrogen/natural gas blends fuel system components — Part 15: Filter
22	ISO 12619-16:2017	Road vehicles — Compressed gaseous hydrogen (CGH ₂) and hydrogen/natural gas blends fuel system components — Part 16: Fittings
23	ISO 21266-1:2018	Road vehicles — Compressed gaseous hydrogen (CGH ₂) and hydrogen/natural gas blends fuel systems — Part 1: Safety requirements
24	ISO 21266-2:2018	Road vehicles — Compressed gaseous hydrogen (CGH ₂) and hydrogen/natural gas blends fuel systems — Part 2: Test methods
Європейський комітет зі стандартизації (CEN)		
1	EN 16942:2016 + A1:2021	Fuels - Identification of vehicle compatibility - Graphical expression for consumer information
2	EN 17124:2022	Hydrogen fuel - Product specification and quality assurance for hydrogen refuelling points dispensing gaseous hydrogen - Proton exchange membrane (PEM) fuel cell applications for vehicles
3	EN 17127:2020	Outdoor hydrogen refuelling points dispensing gaseous hydrogen and incorporating filling protocols
Адміністрація зі стандартизації Китаю (SAC)		
1	GB/T 40045-2021	Fuel Specification For Hydrogen Powered Vehicles -- Liquid Hydrogen(LH ₂)
2	GB/T 34583-2017	Safety technical requirements for hydrogen storage devices used in hydrogen fuelling station
3	GB/T 34584-2017	Safety technical regulations for hydrogen refuelling station
Асоціація зі стандартизації Канади (CSA)		
1	CSA/ANSI HGV 4.1-2020	Hydrogen-Dispensing Systems
Співтовариство автотранспортних інженерів (SAE)		
1	SAE J2579_201806	Standard for Fuel Systems in Fuel Cell and Other Hydrogen Vehicles
2	SAE J2719_202003	Hydrogen Fuel Quality for Fuel Cell Vehicles
3	SAE J2601/2_201409	Fueling Protocol for Gaseous Hydrogen Powered Heavy Duty Vehicles

Завершення таблиці А.7 – Стандарти, пов'язані з заправною інфраструктурою водневого транспорту [20], [21], [25]-[27], [29], [37]

№ п/п	№ стандарту	Назва
4	SAE J2601/3_202209	Fueling Protocol for Gaseous Hydrogen Powered Industrial Trucks
5	SAE J2600_201510	Compressed Hydrogen Surface Vehicle Fueling Connection Devices
Американське товариство випробувань і матеріалів (ASTM)		
1	ASTM D7606-17	Standard Practice for Sampling of High Pressure Hydrogen and Related Fuel Cell Feed Gases

Таблиця А.8 – Стандарти, пов'язані з водневим транспортом [20], [21], [25], [27], [29], [30], [37]

№ п/п	№ стандарту	Назва
Міжнародна організація зі стандартизації (ISO)		
1	ISO 13985:2006	Liquid hydrogen - Land vehicle fuel tanks
2	ISO 19881:2018	Gaseous hydrogen - Land vehicle fuel containers
3	ISO 19882:2018	Gaseous hydrogen - Thermally activated pressure relief devices for compressed hydrogen vehicle fuel containers
4	ISO 21087:2019	Gas analysis — Analytical methods for hydrogen fuel — Proton exchange membrane (PEM) fuel cell applications for road vehicles
5	ISO 23273:2013	Fuel cell road vehicles — Safety specifications — Protection against hydrogen hazards for vehicles fuelled with compressed hydrogen
6	ISO 23828:2022	Fuel cell road vehicles — Energy consumption measurement — Vehicles fuelled with compressed hydrogen
7	ISO 15911:2000	Petroleum products — Estimation of net specific energy of aviation turbine fuels using hydrogen content data
Асоціація зі стандартизації Канади (CSA)		
1	CSA/ANSI HPRD 1-2021	Thermally Activated Pressure Relief Devices For Compressed Hydrogen Vehicle (HGV) Fuel Containers
2	CSA/ANSI HGV 2-2021	Compressed hydrogen gas vehicle fuel containers
Співтовариство автотранспортних інженерів (SAE)		
1	SAE J3089_201810	Characterization of On-Board Vehicular Hydrogen Sensors
Адміністрація зі стандартизації Китаю (SAC)		
1	GB/T 34544-2017	Safety test methods for onboard low pressure hydrogen storage devices for small fuel cell vehicles
2	GB/T 29126-2012	Fuel cell electric vehicles - Onboard hydrogen system - Test methods
3	GB/T 26990-2011	Fuel cell electric vehicles - Onboard hydrogen system - Specifications

Завершення таблиці А.8 – Стандарти, пов’язані з водневим транспортом [20], [21], [25], [27], [29], [30], [37]

№ п/п	№ стандарту	Назва
4	GB/T 35544-2017	Fully-wrapped carbon fiber reinforced cylinders with an aluminum liner for the on-board storage of compressed hydrogen as a fuel for land vehicles
Міжнародна електротехнічна комісія (IEC)		
1	IEC 62282-4-101:2022	Fuel cell technologies - Part 4-101: Fuel cell power systems for propulsion other than road vehicles and auxiliary power units (APU) - Safety of electrically powered industrial trucks
2	IEC 62282-4-102:2017	Fuel cell technologies - Part 4-102: Fuel cell power systems for industrial electric trucks - Performance test methods
3	IEC 62282-4-101:2022	Fuel cell technologies - Part 4-101: Fuel cell power systems for electrically powered industrial trucks - Safety
4	IEC 62282-4-600:2022	Fuel cell technologies - Part 4-600: Fuel cell power systems for propulsion other than road vehicles and auxiliary power units (APU) - Fuel cell/battery hybrid systems performance test methods for excavators

Таблиця А.9 – Стандарти, пов’язані з газовими та водневими побутовими приладами [10], [21], [38]

№ п/п	№ стандарту	Назва
Європейський комітет зі стандартизації (CEN)		
1	EN 437:2021	Test gases – test pressures – appliance categories
2	EN 15502-2-1:2022	Gas-fired central heating boilers - Part 2-1: Specific standard for type C appliances and type B2, B3 and B5 appliances of a nominal heat input not exceeding 1 000 kW
Британський інститут стандартів (BSI)		
1	PAS 4444:2020 + A1:2021	Hydrogen-Fired Gas Appliances. Guide

Таблиця А.10 – Стандарти, пов’язані з впливом водню на фізико-хімічні властивості матеріалів [10], [20], [21], [26], [27], [29], [31], [32], [37]

№ п/п	№ стандарту	Назва
Міжнародна організація зі стандартизації (ISO)		
1	ISO 2626:1973	Copper - Hydrogen embrittlement test
2	ISO/TR 20491:2019	Fasteners - Fundamentals of hydrogen embrittlement in steel fasteners
3	ISO 15330:1999	Fasteners - Preloading test for the detection of hydrogen embrittlement - parallel bearing surface method
4	ISO 16573-1:2020	Steel — Measurement method for the evaluation of hydrogen embrittlement resistance of high strength steels — Part 1: Constant load test

Продовження таблиці А.10 – Стандарти, пов’язані з впливом водню на фізико-хімічні властивості матеріалів [10], [20], [21], [26], [27], [29], [31], [32], [37]

№ п/п	№ стандарту	Назва
5	ISO 16573-2:2022	Steel — Measurement method for the evaluation of hydrogen embrittlement resistance of high-strength steels — Part 2: Slow strain rate test
6	ISO 9587:2007	Metallic and other inorganic coatings - Pretreatment of iron or steel to reduce the risk of hydrogen embrittlement
7	ISO 9588:2007	Metallic and other inorganic coatings - Post-coating treatments of iron or steel to reduce the risk of hydrogen embrittlement
8	ISO 7539-11:2013	Corrosion of metals and alloys - Stress corrosion testing - Part 11: Guidelines for testing the resistance of metals and alloys to hydrogen embrittlement and hydrogen-assisted cracking
9	ISO 10587:2000	Metallic and other inorganic coatings - Test for residual embrittlement in both metallic-coated and uncoated externally-threaded articles and rods - Inclined wedge method
10	ISO 11114-4:2017	Transportable gas cylinders - Compatibility of cylinder and valve materials with gas contents - Part 4: Test methods for selecting steels resistant to hydrogen embrittlement
11	ISO 17081: 2014	Method of measurement of hydrogen permeation and determination of hydrogen uptake and transport in metals by an electrochemical technique
12	ISO 3690:2018	Welding and allied processes — Determination of hydrogen content in arc weld metal
13	ISO 15724:2001	Metallic and other inorganic coatings — Electrochemical measurement of diffusible hydrogen in steels — Barnacle electrode method
Європейський комітет зі стандартизації (CEN)		
1	EN 2831: 1993	Aerospace Series - Hydrogen Embrittlement of Steels - Test by Slow Bending
2	EN 2832: 1993	Aerospace Series - Hydrogen Embrittlement of Steels - Notched Specimen Test
3	EN 10229: 1998	Evaluation of Resistance of Steel Products to Hydrogen Induced Cracking (HIC)
Американське товариство випробувань і матеріалів (ASTM)		
1	ASTM F2078-22	Standard Terminology Relating to Hydrogen Embrittlement Testing
2	ASTM B849-02(2019)	Standard Specification for Pre-Treatments of Iron or Steel for Reducing Risk of Hydrogen Embrittlement
3	ASTM F519-18	Standard Test Method for Mechanical Hydrogen Embrittlement Evaluation of Plating/Coating Processes and Service Environments
4	ASTM F1940-07a(2019)	Standard Test Method for Process Control Verification to Prevent Hydrogen Embrittlement in Plated or Coated Fasteners

Завершення таблиці А.10 – Стандарти, пов'язані з впливом водню на фізико-хімічні властивості матеріалів [10], [20], [21], [26], [27], [29], [31], [32], [37]

№ п/п	№ стандарту	Назва
5	ASTM F1624-12(2018)	Standard Test Method for Measurement of Hydrogen Embrittlement Threshold in Steel by the Incremental Step Loading Technique
6	ASTM F1113-87(2017)	Standard Test Method for Electrochemical Measurement of Diffusible Hydrogen in Steels (Barnacle Electrode)
7	ASTM G148-97(2018)	Standard Practice for Evaluation of Hydrogen Uptake, Permeation, and Transport in Metals by an Electrochemical Technique
8	ASTM G142-98(2016)	Standard Test Method for Determination of Susceptibility of Metals to Embrittlement in Hydrogen Containing Environments at High Pressure, High Temperature, or Both
9	ASTM F1459-06(2017)	Standard Test Method for Determination of the Susceptibility of Metallic Materials to Hydrogen Gas Embrittlement (HGE)
Американське товариство інженерів-механіків (ASME)		
1	ASME STP-PT-017-2008	Properties For Composite Materials In Hydrogen Science
Американський інститут національних стандартів (ANSI)		
1	ANSI/NACE TM0284-2016	Evaluation of pipeline and pressure vessel steels for resistance to hydrogen-Induced cracking
Адміністрація зі стандартизації Китаю (SAC)		
1	GB/T 34542.2-2018	Storage and transportation systems for gaseous hydrogen-Part 2: Test methods for evaluating metallic material compatibility in hydrogen atmosphere
2	GB/T 34542.3-2018	Storage and transportation systems for gaseous hydrogen-Part 3: Test method for determination of the susceptibility of metallic materials to hydrogen gas embrittlement (HGE)
3	GB/T 23606-2009	Copper-hydrogen embrittlement test method(MOD : ISO 2626:1973)
4	GB/T 13322-1991	Metallic coating--Cd-Ti plating of low hydrogen embrittlement
5	GB/T 24185-2009	Test method for measurement of hydrogen embrittlement threshold in steel by the incremental step loading method
Комітет промислових стандартів Японії (JISC)		
1	JIS Z 3118:2022	Determination of diffusible hydrogen content in steel weld metal

Таблиця А.11 – Стандарти, пов’язані з випробуваннями матеріалів [10], [20], [26]

№ п/п	№ стандарту	Назва
Міжнародна організація зі стандартизації (ISO)		
1	ISO 12135:2021	Metallic materials — Unified method of test for the determination of quasistatic fracture toughness
2	ISO 7539-7:2005	Corrosion of metals and alloys — Stress corrosion testing — Part 7: Method for slow strain rate testing
3	ISO 16540:2015	Corrosion of metals and alloys — Methodology for determining the resistance of metals to stress corrosion cracking using the four-point bend method
Американське товариство випробувань і матеріалів (ASTM)		
1	ASTM G129-21	Standard Practice for Slow Strain Rate Testing to Evaluate the Susceptibility of Metallic Materials to Environmentally Assisted Cracking
2	ASTM E1820-21	Standard Test Method for Measurement of Fracture Toughness
3	ASTM E2818-11(2019)	Standard Practice for Determination of Quasistatic Fracture Toughness of Welds
4	ASTM E1681-03(2020)	Standard Test Method for Determining Threshold Stress Intensity Factor for Environment-Assisted Cracking of Metallic Materials
5	ASTM E647-15e1	Standard Test Method for Measurement of Fatigue Crack Growth Rates
6	ASTM C1161-18	Standard Test Method for Flexural Strength of Advanced Ceramics at Ambient Temperature
7	ASTM D790-17	Standard Test Methods for Flexural Properties of Unreinforced and Reinforced Plastics and Electrical Insulating Materials
8	ASTM E23-18	Standard Test Methods for Notched Bar Impact Testing of Metallic Materials
Асоціація захисту та ефективності матеріалів (AMPP)		
1	NACE TM0198-2020	Slow Strain Rate Test Method For Screening Corrosion-Resistant Alloys For Stress Corrosion Cracking In Sour Oilfield Service
2	NACE TM0177-2016	Laboratory Testing Of Metals For Resistance To Sulfide Stress Cracking And Stress Corrosion Cracking In H ₂ S Environments
3	NACE TM0316-2016	Four-Point Bend Testing Of Materials For Oil And Gas Applications

Таблиця А.12 – Стандарти, пов’язані зі застосуванням паливних комірок у енергетичних системах [30]

№ п/п	№ стандарту	Назва
Міжнародна електротехнічна комісія (IEC)		
1	IEC 62282-3-200:2015	Fuel cell technologies – Part 3-200: Stationary fuel cell power systems – Performance test methods
2	IEC 62282-3-201:2017+AMD1:2022	Fuel cell technologies - Part 3-201: Stationary fuel cell power systems - Performance test methods for small fuel cell power systems
3	IEC 62282-3-300:2012	Fuel cell technologies – Part 3-300: Stationary fuel cell power systems – Installation
4	IEC 62282-8-201:2020	Fuel cell technologies - Part 8-201: Energy storage systems using fuel cell modules in reverse mode - Test procedures for the performance of power-to-power systems
5	IEC 62282-5-100:2018	Fuel cell technologies - Part 5-100: Portable fuel cell power systems - Safety

Таблиця А.13 – Адаптовані в Україні стандарти газової інфраструктури, що базуються на застарілих версіях стандартів CEN [21], [40]

Чинний стандарт CEN	Адаптований стандарт	Рік публікації чинного стандарту CEN	Рік публікації стандарту, що адаптувався
EN 12583:2022 Gas Infrastructure - Compressor stations – Functional requirements	ДСТУ EN 12583:2017 Газова інфраструктура. Компресорні станції. Функційні вимоги (EN 12583:2014, IDT)	2022	2014
EN 12732:2021 Gas infrastructure - Welding steel pipework - Functional requirements	ДСТУ EN 12732:2022 Газова інфраструктура. Зварювання сталевих трубопроводів. Функційні вимоги (EN 12732:2013 + A1:2014, IDT)	2021	2013 зі змінами у 2014
EN 437:2021 Test gases – test pressures – appliance categories	ДСТУ EN 437:2018 Випробувальні гази. Випробувальний тиск. Категорії приладів (EN 437:2018, IDT)	2021	2018
EN 15502-2-1:2022 Gas-fired central heating boilers - Part 2-1: Specific standard for type C appliances and type B2, B3 and B5 appliances of a nominal heat input not exceeding 1 000 kW	ДСТУ EN 15502-2-1:2019 Котли газові для центрального опалення. Частина 2-1. Спеціальний стандарт для приладів типу C та приладів типів B2, B3 та B5 з номінальною тепловою потужністю не більше ніж 1 000 кВт (EN 15502-2-1:2012 + A1:2016, IDT)	2022	2012 зі змінами у 2016

Таблиця А.14 – Міжнародні стандарти, адаптовані в Україні [40]

№ п/п	№ стандарту	Назва
1	ДСТУ ISO 14687:2021	Якість водневого палива. Технічні характеристики продукції (ISO 14687:2019, IDT)
2	ДСТУ ISO 22734:2021	Водневі генератори з використанням електролізу води. Промислове, комерційне та житлове застосування (ISO 22734:2019, IDT)
3	ДСТУ ISO/TR 15916:2021	Основні концепції щодо безпеки водневих систем (ISO/TR 15916:2015, IDT)
4	ДСТУ EN 60079-10-1:2018	Вибухонебезпечні середовища. Частина 10-1. Класифікація зон. Середовища газові вибухонебезпечні (EN 60079-10-1:2015, IDT; IEC 60079-10-1:2015, IDT)
5	ДСТУ EN 60079-29-1:2017	Вибухонебезпечні середовища. Частина 29-1. Газоаналізатори. Вимоги до характеристик газоаналізаторів горючих газів (EN 60079-29-1:2016, IDT)
6	ДСТУ EN 14986:2017	Проектування вентиляторів, що працюють у потенційно вибухонебезпечному середовищі (EN 14986:2017, IDT)
7	ДСТУ EN 1594:2019	Газова інфраструктура. Трубопроводи з максимальним робочим тиском понад 16 бар. Функційні вимоги (EN 1594:2013, IDT)
8	ДСТУ ISO 16111:2019	Транспортабельні пристрої для зберігання газу. Водень, абсорбований оборотним гідридом металу (ISO 16111:2018, IDT)
9	ДСТУ ISO 6974-6:2007	Природний газ. Визначення складу із заданою невизначеністю методом газової хроматографії. Частина 6. Визначення водню, гелію, кисню, азоту, вуглекислого газу і вуглеводнів від C1 до C8 із використанням трьох капілярних колонок (ISO 6974-6:2002, IDT)
10	ДСТУ EN ISO 6974-1:2021	Природний газ. Визначення складу та пов'язаної з ним непевності методом газової хроматографії. Частина 1. Загальні засади та обчислювання складу (EN ISO 6974-1:2012, IDT; ISO 6974-1:2012, IDT)
11	ДСТУ EN ISO 3690:2019	Зварювання та споріднені процеси. Визначення вмісту водню в металі шва під час дугового зварювання (EN ISO 3690:2018, IDT; ISO 3690:2018, IDT)
12	ДСТУ ISO 15330:2003	Кріпильні вироби. Випробовування попереднім навантаженням на виявлення водневої крихкості. Метод паралельних опорних поверхонь (ISO 15330:1999, IDT)
13	ДСТУ EN 62282-3-300:2017	Технології паливних елементів. Частина 3-300. Стаціонарні енергетичні установки на паливних елементах. Установлення (EN 62282-3-300:2012, IDT; IEC 62282-3-300:2012, IDT)
14	ДСТУ EN 62282-3-100:2014	Технології паливних елементів. Частина 3-100. Стаціонарні енергетичні установки на паливних елементах. Вимоги щодо безпечності (EN 62282-3-100:2012, IDT)
15	ДСТУ EN IEC 62282-5-100:2019	Технології паливних елементів. Частина 5-100. Портативні енергетичні установки на паливних елементах. Вимоги щодо безпечності (EN IEC 62282-5-100:2018, IDT; IEC 62282-5-100:2018, IDT)

ДОДАТОК Б

Таблиця Б.1 – Досліджуваний компонентний склад газоводневих сумішей

№	Компонентний склад, % мол.												
	C1	C2	C3	i-C4	n-C4	нео-C5	i-C5	n-C5	C6+	O ₂	N ₂	CO ₂	H ₂
1	94,5614	2,8812	1,0067	0,1505	0,1978	0,0022	0,0418	0,0351	0,0426	0,0039	0,8217	0,2551	0
2	92,5221	0,6397	2,2042	0,1185	0,3169	0,0205	0,0743	0,1093	0,283	0,0617	0,8868	2,763	0
3	79,5756	6,9681	1,9196	0,1803	0,1632	0,0545	0,2178	0,0724	0,3373	0,028	5,9535	4,5297	0
4	93,1638	0,7269	2,0603	0,2148	0,068	0,0386	0,1857	0,1026	0,4491	0,0397	0,4803	2,4702	0
5	88,4441	0,8824	2,4241	0,1987	0,6641	0,0849	0,164	0,1324	0,0446	0,0491	3,9831	2,9285	0
6	93,0555	0,4099	1,5142	0,1191	0,047	0,0564	0,1454	0,0179	0,2475	0,0228	4,2087	0,1556	0
7	91,4495	1,1543	1,1783	0,175	0,0937	0,0724	0,0383	0,1375	0,2454	0,0786	4,2499	1,1271	0
8	90,5493	0,7805	1,1815	0,2142	0,1596	0,099	0,0043	0,1707	0,0236	0,0558	6,3913	0,3702	0
9	95,8112	0,5253	0,8212	0,2238	0,4017	0,0466	0,2139	0,0088	0,2735	0,0628	1,2233	0,3879	0
10	88,349	2,8794	2,5666	0,2203	0,5472	0,1021	0,0556	0,0589	0,1409	0,0675	4,7422	0,2703	0
11	88,3346	3,0901	2,5934	0,3055	0,4286	0,0969	0,228	0,1073	0,1236	0,0128	0,7154	3,9638	0
12	91,6531	0,4328	1,4356	0,0339	0,3503	0,0138	0,1129	0,0808	0,518	0,017	3,6414	1,7104	0
13	94,3759	3,3323	1,0375	0,1612	0,1546	0,0014	0,0288	0,0197	0,0381	0,0048	0,5279	0,3178	0
14	91,41	4,4405	1,3558	0,1853	0,3397	0,007	0,0939	0,078	0,213	0,0004	1,4707	0,4057	0
15	90,4137	4,8274	1,7095	0,2309	0,3762	0,0044	0,1086	0,0822	0,0656	0,0072	1,689	0,4853	0
16	93,1957	3,5796	0,9841	0,1345	0,1634	0,0027	0,0378	0,03	0,0332	0,006	0,9444	0,8886	0
17	94,2613	2,7682	0,9587	0,1474	0,1946	0,0022	0,0328	0,0347	0,0416	0,0037	0,8167	0,2381	0,5
18	81,1161	7,4469	2,8618	0,2754	0,3899	0,0587	0,141	0,0473	0,5254	0,0021	4,4513	2,1841	0,5
19	81,6517	4,8235	1,5467	0,1501	0,1714	0,0317	0,0675	0,1504	0,4337	0,0652	7,104	3,3041	0,5
20	84,2938	3,6204	1,6072	0,3413	0,353	0,0711	0,1791	0,0919	0,029	0,0634	5,6857	3,1641	0,5
21	77,881	8,4337	2,7771	0,1713	0,4318	0,0533	0,1543	0,1489	0,3158	0,0114	6,0602	3,0612	0,5
22	91,9802	1,6561	3,0554	0,2625	0,0739	0,0106	0,0892	0,0977	0,3572	0,0617	0,3268	1,5287	0,5
23	94,2828	0,2226	0,3919	0,0277	0,123	0,0914	0,0284	0,0283	0,1183	0,0384	2,8141	1,3331	0,5
24	87,521	1,7598	1,9838	0,3052	0,1174	0,0701	0,0671	0,0781	0,2475	0,0015	5,3038	2,0447	0,5
25	88,2323	0,296	0,1193	0,0366	0,0858	0,064	0,2348	0,1216	0,2048	0,0642	7,1837	2,8569	0,5
26	86,8113	2,2007	2,5384	0,0128	0,6329	0,1052	0,0104	0,1318	0,3384	0,0489	5,9018	0,7674	0,5
27	95,3928	0,1602	2,1309	0,2751	0,2351	0,0924	0,1355	0,1318	0,1687	0,0091	0,7618	0,0066	0,5
28	93,8811	2,7172	0,9367	0,1437	0,1918	0,0019	0,0326	0,0334	0,0413	0,0035	0,7977	0,2191	1

Продовження таблиці Б.1 – Досліджуваний компонентний склад газоводневих сумішей

№	Компонентний склад, % мол.												
	C1	C2	C3	i-C4	n-C4	neo-C5	i-C5	n-C5	C6+	O ₂	N ₂	CO ₂	H ₂
29	86,513	3,3448	1,0958	0,1549	0,7184	0,0361	0,1809	0,0478	0,3602	0,0303	3,186	3,3318	1
30	78,48	9,9141	1,7101	0,1351	0,6707	0,1015	0,0316	0,1517	0,2327	0,0245	3,1867	4,3613	1
31	85,9832	1,6204	2,151	0,2151	0,1687	0,0225	0,1475	0,1067	0,1667	0,013	4,7471	3,6581	1
32	90,5631	0,9568	1,4648	0,033	0,4418	0,0733	0,0709	0,1525	0,0309	0,0342	3,2752	1,9035	1
33	93,269	0,2127	1,3983	0,1738	0,5219	0,0394	0,0245	0,0867	0,0009	0,0138	0,4781	2,7809	1
34	89,5128	2,2057	1,9343	0,0867	0,5586	0,072	0,002	0,0603	0,139	0,0821	3,1849	1,1616	1
35	91,4024	0,4867	0,5104	0,1477	0,2687	0,0234	0,1363	0,1705	0,0796	0,0327	1,926	3,8156	1
36	93,3129	0,9255	1,2177	0,3792	0,5244	0,0532	0,1575	0,0749	0,0266	0,0736	0,3214	1,9331	1
37	89,7332	0,7133	1,3011	0,1389	0,3316	0,044	0,0606	0,078	0,4174	0,0155	3,2447	2,9217	1
38	93,2424	2,4944	0,8388	0,1375	0,1878	0,0168	0,0317	0,0326	0,0405	0,0032	0,7868	0,1875	2
39	86,4905	2,4773	2,201	0,3043	0,126	0,0189	0,046	0,0446	0,0755	0,0648	5,0543	1,0968	2
40	90,6458	1,3848	0,5737	0,2138	0,3729	0,0082	0,0698	0,0814	0,3839	0,0323	0,8772	3,3562	2
41	90,3106	0,2103	0,8613	0,232	0,2159	0,0522	0,0453	0,0282	0,3436	0,0838	4,4114	1,2054	2
42	91,6577	0,4775	2,1328	0,2281	0,0054	0,0152	0,1352	0,0082	0,054	0,0241	2,5306	0,7312	2
43	87,1965	1,1042	2,2367	0,0096	0,1422	0,0834	0,089	0,1169	0,3551	0,0102	2,2623	4,3939	2
44	86,6162	0,6679	2,9449	0,0194	0,0203	0,0515	0,1383	0,0331	0,3732	0,0771	4,5926	2,4655	2
45	92,4151	1,3937	0,4101	0,1776	0,1067	0,0605	0,2208	0,0257	0,288	0,062	1,3229	1,5169	2
46	86,1548	1,0408	2,089	0,066	0,3791	0,0165	0,0051	0,0432	0,4143	0,081	4,2472	3,463	2
47	89,3845	1,6475	2,3925	0,2022	0,4714	0,0812	0,1257	0,0096	0,0173	0,0736	0,9813	2,6132	2
48	93,4289	1,4424	1,4271	0,0636	0,3936	0,0235	0,0794	0,07	0,0172	0,039	0,6311	0,3842	2
49	89,4913	0,6026	0,4935	0,1674	0,6201	0,0296	0,0351	0,0862	0,1374	0,0618	6,0055	0,2695	2
50	79,6903	5,0972	2,7322	0,3122	0,5784	0,0567	0,1602	0,1692	0,394	0,0242	4,8722	3,9132	2
51	91,0332	2,0772	0,7102	0,1221	0,173	0,0127	0,0291	0,0314	0,0382	0,0029	0,6177	0,1523	5
52	84,2853	1,2679	2,238	0,0266	0,5501	0,0838	0,0236	0,0313	0,4183	0,0785	5,2731	0,7235	5
53	87,1922	0,3386	2,2705	0,2301	0,0118	0,0592	0,1788	0,0463	0,0504	0,0089	3,2801	1,3331	5
54	86,1067	0,2433	2,6831	0,0723	0,2499	0,0991	0,198	0,1323	0,4318	0,0258	1,4682	3,2895	5
55	87,0436	0,5098	1,2075	0,142	0,458	0,0489	0,1409	0,036	0,4531	0,066	2,6203	2,2739	5
56	85,1793	0,9843	2,2405	0,2239	0,5619	0,0596	0,153	0,0969	0,4907	0,0553	0,574	4,3806	5

Продовження таблиці Б.1 – Досліджуваний компонентний склад газоводневих сумішей

№	Компонентний склад, % мол.												
	C1	C2	C3	i-C4	n-C4	neo-C5	i-C5	n-C5	C6+	O ₂	N ₂	CO ₂	H ₂
57	82,3744	1,0213	1,1632	0,3226	0,0153	0,0597	0,1414	0,1184	0,5157	0,0181	5,5787	3,6712	5
58	90,5493	0,1375	1,1133	0,2771	0,3091	0,0997	0,0844	0,1287	0,182	0,0254	0,5789	1,5146	5
59	84,1278	2,8452	1,9016	0,3306	0,5338	0,0585	0,0446	0,0235	0,0934	0,0319	3,4333	1,5758	5
60	83,3131	1,0173	1,4744	0,3136	0,6902	0,0073	0,0127	0,0898	0,0258	0,0614	6,3511	1,6433	5
61	90,102	0,5306	2,0822	0,3041	0,3313	0,0437	0,1257	0,0031	0,0327	0,0088	1,0862	0,3496	5
62	89,1899	1,4723	1,135	0,0738	0,0835	0,0096	0,144	0,0945	0,1544	0,0407	1,0263	1,576	5
63	82,9895	3,0981	1,6142	0,1864	0,5248	0,002	0,1851	0,1355	0,2191	0,0118	1,7055	4,328	5
64	88,0943	2,3721	0,6205	0,1176	0,147	0,0121	0,0266	0,0308	0,0343	0,0024	0,8897	0,1526	7,5
65	76,2317	3,3047	1,7108	0,0363	0,1505	0,0614	0,088	0,146	0,2446	0,0292	6,2407	4,2561	7,5
66	83,7795	0,7691	2,4501	0,4046	0,6914	0,0622	0,0397	0,071	0,1123	0,0124	2,0058	2,1019	7,5
67	88,5919	0,0396	1,765	0,2781	0,358	0,0916	0,108	0,0704	0,2347	0,0173	0,8305	0,1149	7,5
68	80,4576	2,6943	1,9297	0,3432	0,6121	0,0728	0,1625	0,0011	0,4651	0,0545	3,991	1,7161	7,5
69	81,5204	0,9296	2,2883	0,0255	0,403	0,0581	0,163	0,0036	0,2984	0,01	3,1616	3,6385	7,5
70	78,0494	4,7609	1,8514	0,2703	0,6903	0,1047	0,2382	0,1439	0,564	0,0666	2,7343	3,026	7,5
71	86,103	0,4719	0,5604	0,3088	0,6238	0,074	0,157	0,0816	0,225	0,0396	2,8258	1,0291	7,5
72	84,8643	0,0434	2,6755	0,1481	0,4063	0,0639	0,2014	0,1035	0,3293	0,0464	2,3015	1,3164	7,5
73	86,6857	1,6884	0,5438	0,1686	0,1367	0,0113	0,0242	0,0289	0,034	0,0019	0,5466	0,1299	10
74	80,1509	0,093	2,5523	0,3331	0,1342	0,056	0,0343	0,0342	0,1362	0,0674	2,3952	4,0132	10
75	75,3303	5,0272	1,7513	0,1225	0,5308	0,0521	0,0488	0,1641	0,3146	0,0617	4,767	1,8296	10
76	81,1815	0,5762	1,3634	0,2803	0,2186	0,0033	0,2137	0,0241	0,0157	0,0165	1,9774	4,1293	10
77	85,8511	0,0706	1,3127	0,347	0,1914	0,0442	0,0301	0,0562	0,4992	0,0769	0,7571	0,7635	10
78	82,4418	1,3258	0,8361	0,0342	0,3039	0,0099	0,1675	0,0518	0,5219	0,0435	3,7025	0,5611	10
79	80,9294	1,278	1,9531	0,1557	0,5685	0,0469	0,0145	0,06	0,4713	0,0028	1,7611	2,7587	10
80	82,4313	0,4431	2,395	0,0443	0,7124	0,0902	0,2062	0,0517	0,2015	0,0122	0,4031	3,009	10
81	75,4321	1,3476	2,8532	0,1507	0,6188	0,0001	0,2443	0,0988	0,2308	0,0686	4,3519	4,6031	10
82	84,2532	1,5621	0,5087	0,0978	0,1175	0,0109	0,0239	0,0273	0,0298	0,0019	0,6718	0,1951	12,5
83	80,4017	0,4663	1,3813	0,2843	0,0751	0,0281	0,2274	0,001	0,0766	0,0199	4,2182	0,3201	12,5
84	81,9111	1,1376	0,2538	0,0225	0,2848	0,0088	0,2139	0,0842	0,1631	0,0817	1,4369	1,9016	12,5

Продовження таблиці Б.1 – Досліджуваний компонентний склад газоводневих сумішей

№	Компонентний склад, % мол.												
	C1	C2	C3	i-C4	n-C4	neo-C5	i-C5	n-C5	C6+	O ₂	N ₂	CO ₂	H ₂
85	83,2665	0,3234	0,4837	0,0204	0,7279	0,0122	0,086	0,1158	0,0419	0,0813	1,23	1,1109	12,5
86	82,4262	1,1595	0,5454	0,0868	0,2824	0,074	0,1895	0,0639	0,2586	0,0842	0,183	2,1465	12,5
87	83,4224	1,3027	0,8454	0,1905	0,5094	0,0233	0,2224	0,0676	0,2404	0,0716	0,265	0,3393	12,5
88	82,2114	1,3888	0,4892	0,0972	0,1137	0,0096	0,0212	0,0238	0,0267	0,0016	0,4972	0,1196	15
89	80,1421	1,4279	0,506	0,0246	0,3115	0,0178	0,0535	0,0743	0,4602	0,0428	1,7961	0,1432	15
90	72,1593	1,0855	2,2438	0,1241	0,2998	0,0966	0,1151	0,0159	0,3631	0,0029	7,1769	1,317	15
91	77,6798	0,8383	2,6821	0,2911	0,5255	0,0211	0,0022	0,1639	0,4084	0,0598	2,2294	0,0984	15
92	78,4405	0,6408	1,7085	0,1316	0,5974	0,0062	0,2084	0,0497	0,4936	0,0398	2,6239	0,0596	15
93	76,2246	1,2167	1,7805	0,0596	0,7162	0,1011	0,0699	0,0754	0,2801	0,0436	1,4235	3,0088	15
94	76,7296	1,3718	2,7097	0,0235	0,5233	0,0169	0,1141	0,0603	0,0444	0,0126	0,464	2,9298	15
95	76,0303	0,9121	1,5093	0,2945	0,3055	0,0785	0,0418	0,1694	0,3261	0,0374	4,2578	1,0373	15
96	77,5055	1,071	1,0377	0,1549	0,3738	0,0624	0,1782	0,1405	0,383	0,0447	3,3585	0,6898	15
97	72,7975	1,3255	1,7116	0,3849	0,5146	0,0171	0,0839	0,0196	0,1914	0,014	4,9113	3,0286	15
98	80,1637	1,335	0,3688	0,3498	0,1607	0,0667	0,2379	0,1437	0,4813	0,031	1,0555	0,6059	15
99	79,1745	1,8091	0,7723	0,0966	0,1082	0,0088	0,0201	0,0216	0,0255	0,0014	0,2732	0,1887	17,5
100	73,0909	0,9648	0,7598	0,3509	0,4281	0,1035	0,0457	0,1515	0,0087	0,0194	3,276	3,3007	17,5
101	76,6883	0,8343	1,5399	0,0926	0,7331	0,0771	0,2166	0,0292	0,2535	0,0344	1,5432	0,4578	17,5
102	72,3346	0,304	2,2601	0,3346	0,0353	0,0075	0,0273	0,0504	0,2538	0,0422	6,4453	0,4049	17,5
103	75,1714	1,1751	2,1314	0,1988	0,551	0,0775	0,2105	0,0521	0,5449	0,024	1,8442	0,5191	17,5
104	74,8305	0,6183	0,3337	0,0469	0,3929	0,0298	0,2177	0,1183	0,0317	0,0468	2,5254	3,308	17,5
105	77,2904	1,0648	1,1042	0,1987	0,2963	0,0193	0,0656	0,0581	0,3521	0,0411	1,5522	0,4572	17,5
106	78,3277	0,7267	0,3452	0,0874	0,0954	0,0081	0,0174	0,0202	0,0227	0,0013	0,2475	0,1004	20
107	74,8487	1,464	0,8337	0,4071	0,1159	0,0037	0,2285	0,0849	0,154	0,0235	0,25	1,586	20
108	73,1105	1,3359	0,7246	0,3589	0,4991	0,0535	0,1112	0,1126	0,5661	0,0414	1,0246	2,0616	20
109	73,4621	1,3508	0,6419	0,3957	0,6581	0,0764	0,1402	0,0601	0,3421	0,0608	0,9142	1,8976	20
110	75,5121	0,293	1,134	0,3707	0,1603	0,0365	0,1832	0,1401	0,1363	0,0516	0,419	1,5632	20
111	73,3021	1,1341	2,1462	0,3623	0,4725	0,0257	0,0487	0,0076	0,2497	0,0834	1,4287	0,739	20

Завершення таблиці Б.1 – Досліджуваний компонентний склад газоводневих сумішей

№	Компонентний склад, % мол.												
	C1	C2	C3	i-C4	n-C4	нео-C5	i-C5	n-C5	C6+	O ₂	N ₂	CO ₂	H ₂
112	74,5049	0,2114	0,5876	0,269	0,7097	0,0342	0,2416	0,01	0,3015	0,0229	2,3754	0,7318	20
113	76,9322	0,0701	0,616	0,3025	0,4881	0,0495	0,0655	0,0371	0,0696	0,0852	0,4302	0,854	20
114	77,3131	0,314	0,8109	0,1102	0,1117	0,0131	0,0741	0,015	0,1219	0,0258	0,55	0,5402	20
115	73,1294	0,4424	0,9489	0,2171	0,5179	0,0363	0,1607	0,1245	0,2065	0,0106	3,0343	1,1714	20

Таблиця Б.2 – ФХП газоводневих сумішей

№	Фізико-хімічні показники газу обчислені на основі компонентного складу, 101,325 кПа													
	ρ, кг/м ³	ρ, в.о.	Температура вимірювання/згоряння при 20/25°C											
			Теплота згоряння нижча			Теплота згоряння вища			Число Воббе вище			Число Воббе нижче		
			ккал/м ³	МДж/м ³	кВт·год/м ³	ккал/м ³	МДж/м ³	кВт·год/м ³	ккал/м ³	МДж/м ³	кВт·год/м ³	кВт·год/м ³	ккал/м ³	МДж/м ³
1	0,71	0,59	8300,23	34,75	9,65	9195,02	38,50	10,69	11948,82	50,03	13,90	10786,05	45,16	12,54
2	0,76	0,63	8219,40	34,41	9,56	9100,51	38,10	10,58	11490,16	48,11	13,36	10377,85	43,45	12,07
3	0,84	0,70	8071,32	33,79	9,39	8920,66	37,35	10,37	10692,89	44,77	12,44	9674,69	40,51	11,25
4	0,75	0,63	8317,81	34,83	9,67	9208,23	38,55	10,71	11638,96	48,73	13,54	10513,76	44,02	12,23
5	0,78	0,65	8051,02	33,71	9,36	8910,15	37,31	10,36	11061,67	46,31	12,86	9994,98	41,85	11,62
6	0,73	0,60	8007,07	33,52	9,31	8870,98	37,14	10,32	11422,09	47,82	13,28	10309,78	43,17	11,99
7	0,74	0,62	7952,37	33,30	9,25	8808,88	36,88	10,24	11228,86	47,01	13,06	10136,86	42,44	11,79
8	0,74	0,61	7777,30	32,56	9,05	8617,32	36,08	10,02	11018,44	46,13	12,81	9944,35	41,64	11,57
9	0,72	0,60	8250,93	34,55	9,60	9140,63	38,27	10,63	11845,32	49,59	13,78	10692,41	44,77	12,44
10	0,77	0,64	8314,70	34,81	9,67	9198,19	38,51	10,70	11541,27	48,32	13,42	10432,79	43,68	12,13
11	0,79	0,66	8405,46	35,19	9,78	9296,84	38,92	10,81	11455,29	47,96	13,32	10357,07	43,36	12,05
12	0,75	0,62	8041,94	33,67	9,35	8905,37	37,29	10,36	11266,60	47,17	13,10	10174,12	42,60	11,83
13	0,71	0,59	8335,48	34,90	9,69	9233,54	38,66	10,74	11992,21	50,21	13,95	10825,93	45,33	12,59

Продовження таблиці Б.2 – ФХП газоводневих сумішей

№	Фізико-хімічні показники газу обчислені на основі компонентного складу, 101,325 кПа													
	ρ, кг/м ³	ρ, в.о.	Температура вимірювання/згорання при 20/25°C											
			Теплота згорання нижча			Теплота згорання вища			Число Воббе вище			Число Воббе нижче		
			ккал/м ³	МДж/м ³	кВт·г од/м ³	ккал/м ³	МДж/м ³	кВт·год/ м ³	ккал/м ³	МДж/ м ³	кВт·год /м ³	кВт·год/м ³	ккал/м ³	МДж/м ³
14	0,74	0,62	8486,91	35,53	9,87	9392,62	39,33	10,92	11968,09	50,11	13,92	10814,23	45,28	12,58
15	0,75	0,62	8504,35	35,61	9,89	9410,29	39,40	10,94	11942,53	50,00	13,89	10792,97	45,19	12,55
16	0,72	0,60	8265,74	34,61	9,61	9155,68	38,33	10,65	11812,12	49,46	13,74	10663,99	44,65	12,40
17	0,71	0,59	8256,43	34,57	9,60	9148,04	38,30	10,64	11928,44	49,94	13,87	10765,74	45,07	12,52
18	0,82	0,68	8593,20	35,98	9,99	9491,26	39,74	11,04	11481,32	48,07	13,35	10394,81	43,52	12,09
19	0,81	0,67	7867,35	32,94	9,15	8702,11	36,43	10,12	10610,25	44,42	12,34	9592,29	40,16	11,16
20	0,79	0,66	7890,99	33,04	9,18	8732,44	36,56	10,16	10768,85	45,09	12,52	9731,30	40,74	11,32
21	0,84	0,70	8395,91	35,15	9,76	9272,24	38,82	10,78	11092,72	46,44	12,90	10044,19	42,05	11,68
22	0,75	0,62	8506,74	35,62	9,89	9413,39	39,41	10,95	11916,02	49,89	13,86	10768,13	45,08	12,52
23	0,71	0,59	7784,23	32,59	9,05	8632,85	36,14	10,04	11240,33	47,06	13,07	10135,66	42,44	11,79
24	0,77	0,64	7931,59	33,21	9,22	8780,93	36,76	10,21	10990,97	46,02	12,78	9928,11	41,57	11,55
25	0,76	0,63	7370,55	30,86	8,57	8171,40	34,21	9,50	10315,52	43,19	12,00	9304,72	38,96	10,82
26	0,77	0,64	8155,87	34,15	9,49	9022,88	37,78	10,49	11258,48	47,14	13,09	10176,51	42,61	11,84
27	0,72	0,60	8402,60	35,18	9,77	9305,68	38,96	10,82	12057,42	50,48	14,02	10887,31	45,58	12,66
28	0,70	0,58	8223,70	34,43	9,56	9112,93	38,15	10,60	11916,02	49,89	13,86	10753,32	45,02	12,51
29	0,78	0,65	8088,28	33,86	9,41	8950,75	37,48	10,41	11109,68	46,51	12,92	10039,17	42,03	11,68
30	0,84	0,69	8447,98	35,37	9,83	9332,66	39,07	10,85	11207,37	46,92	13,03	10144,98	42,48	11,80
31	0,78	0,65	7813,84	32,72	9,09	8651,24	36,22	10,06	10740,18	44,97	12,49	9700,73	40,62	11,28
32	0,74	0,61	7923,24	33,17	9,21	8778,06	36,75	10,21	11199,25	46,89	13,02	10108,44	42,32	11,76
33	0,73	0,61	8019,49	33,58	9,33	8887,46	37,21	10,34	11411,10	47,78	13,27	10296,89	43,11	11,98
34	0,75	0,62	8147,03	34,11	9,48	9020,25	37,77	10,49	11458,39	47,97	13,33	10349,19	43,33	12,04

Продовження таблиці Б.2 – ФХП газоводневих сумішей

№	Фізико-хімічні показники газу обчислені на основі компонентного складу, 101,325 кПа													
	ρ, кг/м ³	ρ, в.о.	Температура вимірювання/згоряння при 20/25°C											
			Теплота згоряння нижча			Теплота згоряння вища			Число Воббе вище			Число Воббе нижче		
			ккал/м ³	МДж/м ³	кВт·г од/м ³	ккал/м ³	МДж/м ³	кВт·год/ м ³	ккал/м ³	МДж/ м ³	кВт·год /м ³	кВт·год/м ³	ккал/м ³	МДж/м ³
35	0,74	0,62	7743,62	32,42	9,01	8584,12	35,94	9,98	10930,78	45,77	12,71	9860,51	41,28	11,47
36	0,73	0,61	8196,71	34,32	9,53	9079,97	38,02	10,56	11663,32	48,83	13,56	10528,57	44,08	12,24
37	0,76	0,63	7900,78	33,08	9,19	8751,07	36,64	10,18	11039,70	46,22	12,84	9967,04	41,73	11,59
38	0,70	0,58	8145,84	34,11	9,47	9029,33	37,80	10,50	11879,96	49,74	13,82	10717,73	44,87	12,46
39	0,75	0,62	7932,07	33,21	9,23	8784,04	36,78	10,22	11150,76	46,69	12,97	10069,27	42,16	11,71
40	0,74	0,61	7955,48	33,31	9,25	8815,09	36,91	10,25	11244,15	47,08	13,08	10147,37	42,49	11,80
41	0,73	0,60	7755,33	32,47	9,02	8596,30	35,99	10,00	11078,87	46,39	12,88	9994,75	41,85	11,62
42	0,71	0,59	8001,82	33,50	9,31	8867,63	37,13	10,31	11510,46	48,19	13,39	10386,45	43,49	12,08
43	0,77	0,64	7895,05	33,06	9,18	8742,95	36,61	10,17	10923,62	45,74	12,70	9864,10	41,30	11,47
44	0,76	0,63	7885,50	33,02	9,17	8731,49	36,56	10,15	10964,46	45,91	12,75	9902,07	41,46	11,52
45	0,71	0,59	7994,65	33,47	9,30	8861,42	37,10	10,31	11503,77	48,16	13,38	10400,07	43,54	12,10
46	0,77	0,64	7799,51	32,66	9,07	8637,38	36,16	10,05	10798,94	45,21	12,56	9751,36	40,83	11,34
47	0,75	0,62	8161,84	34,17	9,49	9038,17	37,84	10,51	11473,44	48,04	13,34	10361,14	43,38	12,05
48	0,70	0,58	8186,92	34,28	9,52	9073,04	37,99	10,55	11884,02	49,76	13,82	10723,46	44,90	12,47
49	0,72	0,60	7688,69	32,19	8,94	8522,98	35,68	9,91	11019,63	46,14	12,82	9940,77	41,62	11,56
50	0,82	0,68	8207,70	34,36	9,55	9071,13	37,98	10,55	10962,31	45,90	12,75	9918,55	41,53	11,54
51	0,67	0,56	7943,54	33,26	9,24	8811,74	36,89	10,25	11795,64	49,39	13,72	10633,42	44,52	12,37
52	0,73	0,61	7843,94	32,84	9,12	8688,74	36,38	10,11	11135,71	46,62	12,95	10052,79	42,09	11,69
53	0,71	0,59	7766,31	32,52	9,03	8610,16	36,05	10,01	11201,40	46,90	13,03	10103,42	42,30	11,75
54	0,75	0,62	7967,90	33,36	9,27	8825,59	36,95	10,26	11215,01	46,96	13,04	10124,92	42,39	11,78
55	0,73	0,60	7794,74	32,64	9,07	8639,77	36,17	10,05	11135,71	46,62	12,95	10046,58	42,06	11,68

Продовження таблиці Б.2 – ФХП газоводневих сумішей

№	Фізико-хімічні показники газу обчислені на основі компонентного складу, 101,325 кПа													
	ρ, кг/м ³	ρ, в.о.	Температура вимірювання/згоряння при 20/25°C											
			Теплота згоряння нижча			Теплота згоряння вища			Число Воббе вище			Число Воббе нижче		
			ккал/м ³	МДж/м ³	кВт·г од/м ³	ккал/м ³	МДж/м ³	кВт·год/ м ³	ккал/м ³	МДж/ м ³	кВт·год /м ³	кВт·год/м ³	ккал/м ³	МДж/м ³
56	0,76	0,63	8016,15	33,56	9,32	8876,95	37,17	10,32	11170,11	46,77	12,99	10087,18	42,23	11,73
57	0,76	0,63	7470,86	31,28	8,69	8279,35	34,66	9,63	10439,24	43,71	12,14	9419,60	39,44	10,96
58	0,70	0,58	7922,04	33,17	9,21	8784,75	36,78	10,22	11553,69	48,37	13,44	10419,17	43,62	12,12
59	0,73	0,61	7933,74	33,22	9,23	8788,33	36,80	10,22	11255,14	47,12	13,09	10160,98	42,54	11,82
60	0,73	0,61	7526,27	31,51	8,75	8342,41	34,93	9,70	10685,49	44,74	12,43	9640,06	40,36	11,21
61	0,69	0,57	8048,87	33,70	9,36	8922,57	37,36	10,38	11771,52	49,29	13,69	10618,61	44,46	12,35
62	0,70	0,58	7862,81	32,92	9,14	8719,55	36,51	10,14	11457,68	47,97	13,33	10331,76	43,26	12,02
63	0,76	0,63	7893,62	33,05	9,18	8742,24	36,60	10,17	10995,03	46,03	12,79	9927,87	41,57	11,55
64	0,66	0,55	7781,12	32,58	9,05	8635,71	36,16	10,04	11676,94	48,89	13,58	10521,16	44,05	12,24
65	0,76	0,63	7323,49	30,66	8,52	8116,70	33,98	9,44	10206,12	42,73	11,87	9208,94	38,56	10,71
66	0,72	0,60	7865,43	32,93	9,15	8710,47	36,47	10,13	11285,95	47,25	13,13	10183,67	42,64	11,84
67	0,68	0,56	7963,36	33,34	9,26	8831,33	36,98	10,27	11797,08	49,39	13,72	10637,48	44,54	12,37
68	0,74	0,61	7888,36	33,03	9,17	8736,51	36,58	10,16	11155,30	46,71	12,97	10072,61	42,17	11,71
69	0,74	0,61	7587,66	31,77	8,82	8410,96	35,22	9,78	10758,57	45,04	12,51	9705,50	40,64	11,29
70	0,77	0,64	8096,64	33,90	9,42	8959,35	37,51	10,42	11220,26	46,98	13,05	10139,96	42,45	11,79
71	0,69	0,57	7669,10	32,11	8,92	8507,45	35,62	9,89	11239,61	47,06	13,07	10132,08	42,42	11,78
72	0,71	0,59	7899,35	33,07	9,19	8754,66	36,65	10,18	11395,58	47,71	13,25	10282,08	43,05	11,96
73	0,64	0,53	7623,96	31,92	8,87	8467,56	35,45	9,85	11636,33	48,72	13,53	10476,98	43,87	12,18
74	0,71	0,59	7386,79	30,93	8,59	8196,00	34,32	9,53	10643,69	44,56	12,38	9593,01	40,16	11,16
75	0,73	0,61	7705,17	32,26	8,96	8536,11	35,74	9,93	10951,08	45,85	12,74	9885,12	41,39	11,50
76	0,70	0,58	7295,31	30,54	8,48	8099,03	33,91	9,42	10610,73	44,43	12,34	9557,66	40,02	11,12

Продовження таблиці Б.2 – ФХП газоводневих сумішей

№	Фізико-хімічні показники газу обчислені на основі компонентного складу, 101,325 кПа													
	ρ, кг/м ³	ρ, в.о.	Температура вимірювання/згорання при 20/25°C											
			Теплота згорання нижча			Теплота згорання вища			Число Воббе вище			Число Воббе нижче		
			ккал/м ³	МДж/м ³	кВт·г од/м ³	ккал/м ³	МДж/м ³	кВт·год/ м ³	ккал/м ³	МДж/ м ³	кВт·год /м ³	кВт·год/м ³	ккал/м ³	МДж/м ³
77	0,67	0,55	7747,44	32,44	9,01	8597,26	36,00	10,00	11565,40	48,42	13,45	10422,28	43,64	12,12
78	0,68	0,56	7544,66	31,59	8,77	8371,55	35,05	9,74	11151,00	46,69	12,97	10049,44	42,08	11,69
79	0,71	0,59	7692,75	32,21	8,95	8529,66	35,71	9,92	11108,48	46,51	12,92	10018,63	41,95	11,65
80	0,70	0,59	7762,01	32,50	9,03	8607,29	36,04	10,01	11252,99	47,11	13,09	10148,08	42,49	11,80
81	0,76	0,63	7438,14	31,14	8,65	8243,29	34,51	9,59	10412,25	43,59	12,11	9395,48	39,34	10,93
82	0,62	0,52	7437,90	31,14	8,65	8266,70	34,61	9,61	11507,12	48,18	13,38	10353,49	43,35	12,04
83	0,65	0,54	7271,19	30,44	8,46	8076,81	33,82	9,39	10968,76	45,92	12,76	9874,61	41,34	11,48
84	0,65	0,54	7294,59	30,54	8,48	8105,47	33,94	9,43	11019,87	46,14	12,82	9917,60	41,52	11,53
85	0,64	0,53	7373,41	30,87	8,58	8192,89	34,30	9,53	11227,67	47,01	13,06	10104,61	42,31	11,75
86	0,66	0,54	7458,44	31,23	8,67	8284,13	34,68	9,63	11223,61	46,99	13,05	10105,09	42,31	11,75
87	0,64	0,54	7695,14	32,22	8,95	8543,04	35,77	9,94	11676,46	48,89	13,58	10517,58	44,04	12,23
88	0,60	0,50	7300,80	30,57	8,49	8119,81	34,00	9,44	11469,86	48,02	13,34	10313,13	43,18	11,99
89	0,63	0,52	7375,56	30,88	8,58	8195,52	34,31	9,53	11349,24	47,52	13,20	10213,77	42,76	11,88
90	0,69	0,57	7055,03	29,54	8,21	7832,23	32,79	9,11	10369,02	43,41	12,06	9340,07	39,11	10,86
91	0,66	0,55	7658,83	32,07	8,91	8497,90	35,58	9,88	11481,56	48,07	13,35	10348,00	43,33	12,03
92	0,65	0,54	7528,18	31,52	8,76	8356,74	34,99	9,72	11363,81	47,58	13,22	10236,94	42,86	11,91
93	0,68	0,56	7372,22	30,87	8,57	8184,53	34,27	9,52	10907,38	45,67	12,69	9824,93	41,14	11,43
94	0,67	0,56	7454,14	31,21	8,67	8275,29	34,65	9,62	11080,30	46,39	12,89	9980,65	41,79	11,61
95	0,66	0,55	7242,76	30,32	8,42	8042,90	33,67	9,35	10836,20	45,37	12,60	9758,05	40,86	11,35
96	0,65	0,54	7320,15	30,65	8,51	8129,60	34,04	9,45	11040,89	46,23	12,84	9941,48	41,62	11,56
97	0,69	0,57	7056,94	29,55	8,21	7835,82	32,81	9,11	10337,97	43,28	12,02	9310,21	38,98	10,83

Завершення таблиці Б.2 – ФХП газоводневих сумішей

№	Фізико-хімічні показники газу обчислені на основі компонентного складу, 101,325 кПа													
	ρ, кг/м ³	ρ, в.о.	Температура вимірювання/згорання при 20/25°C											
			Теплота згорання нижча			Теплота згорання вища			Число Воббе вище			Число Воббе нижче		
			ккал/м ³	МДж/м ³	кВт·г од/м ³	ккал/м ³	МДж/м ³	кВт·год/ м ³	ккал/м ³	МДж/ м ³	кВт·год /м ³	кВт·год/м ³	ккал/м ³	МДж/м ³
98	0,64	0,53	7489,01	31,36	8,71	8318,05	34,83	9,67	11425,67	47,84	13,29	10287,09	43,07	11,96
99	0,59	0,49	7232,02	30,28	8,41	8045,29	33,68	9,36	11454,57	47,96	13,32	10296,65	43,11	11,98
100	0,66	0,54	6850,58	28,68	7,97	7617,99	31,90	8,86	10323,64	43,22	12,01	9283,70	38,87	10,80
101	0,63	0,52	7392,52	30,95	8,60	8212,72	34,39	9,55	11345,42	47,50	13,19	10212,57	42,76	11,88
102	0,65	0,54	6917,45	28,96	8,05	7688,69	32,19	8,94	10493,22	43,93	12,20	9440,62	39,53	10,98
103	0,65	0,54	7538,93	31,56	8,77	8368,20	35,04	9,73	11392,95	47,70	13,25	10263,92	42,97	11,94
104	0,64	0,53	6794,21	28,45	7,90	7559,95	31,65	8,79	10357,79	43,37	12,05	9308,78	38,97	10,83
105	0,62	0,52	7276,68	30,47	8,46	8088,52	33,87	9,41	11270,90	47,19	13,11	10139,72	42,45	11,79
106	0,57	0,47	6974,54	29,20	8,11	7768,94	32,53	9,04	11328,22	47,43	13,17	10170,06	42,58	11,83
107	0,61	0,51	7130,51	29,85	8,29	7931,36	33,21	9,22	11143,59	46,66	12,96	10018,39	41,95	11,65
108	0,63	0,53	7186,87	30,09	8,36	7987,96	33,44	9,29	11004,11	46,07	12,80	9900,64	41,45	11,51
109	0,63	0,52	7164,90	30,00	8,33	7965,27	33,35	9,26	11028,23	46,17	12,83	9920,23	41,53	11,54
110	0,61	0,50	7087,27	29,67	8,24	7884,54	33,01	9,17	11095,35	46,45	12,90	9973,49	41,76	11,60
111	0,62	0,52	7270,23	30,44	8,46	8079,92	33,83	9,40	11236,74	47,05	13,07	10110,82	42,33	11,76
112	0,61	0,51	7042,13	29,48	8,19	7832,95	32,80	9,11	10987,39	46,00	12,78	9878,19	41,36	11,49
113	0,59	0,49	7038,55	29,47	8,19	7834,38	32,80	9,11	11188,26	46,84	13,01	10051,59	42,08	11,69
114	0,58	0,48	6996,75	29,29	8,14	7790,44	32,62	9,06	11214,77	46,95	13,04	10072,37	42,17	11,71
115	0,62	0,51	6949,22	29,10	8,08	7729,77	32,36	8,99	10775,53	45,12	12,53	9687,11	40,56	11,27

ДОДАТОК В

Таблиця В.1 – Значення коефіцієнтів стиснення та абсолютних похибок розрахованих для газоводневих сумішей за кореляційними рівняннями.

Н ₂ , %	К (AGA8)	К (NEW)	К (COY 60.3-100)		Δ (AGA8-NEW)	Δ (AGA8-(Г.2) COY 60.3-100)	Δ (AGA8-(Г.1) COY 60.3-100)
			Г.2	Г.1			
0	0,91231	0,9117	0,9156	0,9243	0,0006	-0,0033	-0,0120
0	0,90639	0,9057	0,9090	0,8986	0,0006	-0,0026	0,0078
0	0,89675	0,8935	0,8959	0,8804	0,0032	0,0009	0,0163
0	0,9048	0,9043	0,9093	0,9016	0,0005	-0,0045	0,0032
0	0,90713	0,9052	0,9049	0,8969	0,0019	0,0022	0,0103
0	0,91699	0,9162	0,9135	0,9253	0,0008	0,0035	-0,0083
0	0,91517	0,9145	0,9112	0,9154	0,0007	0,0039	-0,0002
0	0,92018	0,9192	0,9119	0,9231	0,0010	0,0082	-0,0029
0	0,91298	0,9121	0,9150	0,9229	0,0009	-0,0020	-0,0100
0	0,90662	0,9052	0,9075	0,9241	0,0014	-0,0009	-0,0175
0	0,89659	0,8955	0,9031	0,8862	0,0011	-0,0065	0,0104
0	0,91146	0,9107	0,9095	0,9094	0,0008	0,0020	0,0021
0	0,91133	0,9108	0,9154	0,9237	0,0005	-0,0041	-0,0123
0	0,905	0,9045	0,9112	0,9228	0,0005	-0,0062	-0,0178
0	0,90399	0,9033	0,9102	0,9219	0,0007	-0,0062	-0,0180
0	0,91094	0,9106	0,9140	0,9178	0,0004	-0,0030	-0,0069
0,5	0,91387	0,9131	0,9163	0,9245	0,0008	-0,0024	-0,0106
0,5	0,89048	0,8887	0,8983	0,9045	0,0018	-0,0078	-0,0140
0,5	0,9062	0,9036	0,9004	0,8930	0,0026	0,0058	0,0132
0,5	0,90857	0,9063	0,9033	0,8944	0,0022	0,0053	0,0141
0,5	0,89143	0,8883	0,8953	0,8955	0,0031	-0,0039	-0,0041
0,5	0,90251	0,9017	0,9096	0,9112	0,0008	-0,0071	-0,0087
0,5	0,92153	0,9211	0,9160	0,9132	0,0005	0,0055	0,0083
0,5	0,9117	0,9102	0,9069	0,9059	0,0015	0,0048	0,0058
0,5	0,92285	0,9213	0,9090	0,8976	0,0015	0,0139	0,0253
0,5	0,90838	0,9066	0,9062	0,9190	0,0018	0,0022	-0,0107
0,5	0,91086	0,9094	0,9149	0,9269	0,0015	-0,0041	-0,0160
1	0,91512	0,9142	0,9169	0,9247	0,0010	-0,0018	-0,0096
1	0,90548	0,9040	0,9049	0,8927	0,0014	0,0006	0,0128
1	0,88921	0,8872	0,8963	0,8822	0,0020	-0,0071	0,0071
1	0,91087	0,9089	0,9049	0,8894	0,0020	0,0059	0,0215
1	0,9156	0,9144	0,9114	0,9074	0,0012	0,0042	0,0082
1	0,91368	0,9127	0,9129	0,8984	0,0009	0,0008	0,0153
1	0,91122	0,9100	0,9104	0,9150	0,0012	0,0008	-0,0038
1	0,91627	0,9154	0,9110	0,8878	0,0008	0,0053	0,0285
1	0,91133	0,9102	0,9130	0,9071	0,0012	-0,0017	0,0042
1	0,91262	0,9116	0,9088	0,8969	0,0011	0,0038	0,0157
2	0,91794	0,9166	0,9183	0,9250	0,0013	-0,0003	-0,0071

Продовження таблиці В.1 – Значення коефіцієнтів стиснення та абсолютних похибок розрахованих для газоводневих сумішей за кореляційними рівняннями.

Н ₂ , %	К (AGA8)	К (NEW)	К (COY 60.3-100)		Δ (AGA8-NEW)	Δ (AGA8-(Г.2) COY 60.3-100)	Δ (AGA8-(Г.1) COY 60.3-100)
			Г.2	Г.1			
2	0,91568	0,9141	0,9103	0,9157	0,0016	0,0054	0,0000
2	0,91299	0,9122	0,9114	0,8925	0,0008	0,0016	0,0205
2	0,92121	0,9201	0,9137	0,9145	0,0011	0,0075	0,0067
2	0,91845	0,9170	0,9153	0,9194	0,0015	0,0031	-0,0010
2	0,90963	0,9081	0,9065	0,8818	0,0015	0,0031	0,0278
2	0,9132	0,9113	0,9077	0,9016	0,0019	0,0055	0,0116
2	0,91728	0,9163	0,9154	0,9114	0,0010	0,0019	0,0059
2	0,91274	0,9110	0,9067	0,8914	0,0018	0,0061	0,0214
2	0,90955	0,9081	0,9103	0,9001	0,0015	-0,0007	0,0094
2	0,91658	0,9150	0,9173	0,9230	0,0016	-0,0007	-0,0064
2	0,92424	0,9228	0,9145	0,9242	0,0014	0,0098	0,0001
2	0,89748	0,8941	0,8980	0,8868	0,0034	-0,0006	0,0107
5	0,92518	0,9229	0,9218	0,9254	0,0023	0,0033	-0,0002
5	0,92038	0,9179	0,9125	0,9195	0,0025	0,0079	0,0009
5	0,92359	0,9212	0,9158	0,9132	0,0024	0,0078	0,0104
5	0,9137	0,9113	0,9105	0,8932	0,0024	0,0032	0,0205
5	0,92025	0,9182	0,9138	0,9036	0,0021	0,0065	0,0167
5	0,90959	0,9073	0,9082	0,8820	0,0023	0,0014	0,0276
5	0,92113	0,9185	0,9087	0,8892	0,0027	0,0124	0,0319
5	0,92192	0,9196	0,9182	0,9114	0,0023	0,0037	0,0105
5	0,91753	0,9152	0,9123	0,9107	0,0024	0,0052	0,0068
5	0,92534	0,9227	0,9124	0,9101	0,0027	0,0130	0,0153
5	0,92151	0,9188	0,9188	0,9233	0,0028	0,0027	-0,0018
5	0,92255	0,9206	0,9180	0,9107	0,0020	0,0046	0,0118
5	0,91188	0,9096	0,9081	0,8825	0,0023	0,0038	0,0294
7,5	0,93016	0,9272	0,9239	0,9254	0,0030	0,0063	0,0048
7,5	0,92344	0,9198	0,9080	0,8832	0,0037	0,0154	0,0402
7,5	0,92101	0,9177	0,9148	0,9053	0,0033	0,0062	0,0157
7,5	0,92583	0,9223	0,9214	0,9257	0,0036	0,0044	0,0001
7,5	0,91849	0,9153	0,9116	0,9093	0,0032	0,0069	0,0092
7,5	0,92229	0,9192	0,9120	0,8896	0,0030	0,0102	0,0327
7,5	0,90942	0,9061	0,9071	0,8959	0,0033	0,0024	0,0136
7,5	0,92855	0,9256	0,9191	0,9164	0,0029	0,0094	0,0122
7,5	0,92209	0,9187	0,9159	0,9134	0,0033	0,0061	0,0087
10	0,93573	0,9319	0,9270	0,9256	0,0038	0,0087	0,0101
10	0,92856	0,9251	0,9154	0,8857	0,0034	0,0131	0,0428
10	0,92305	0,9195	0,9127	0,9081	0,0036	0,0103	0,0149
10	0,93124	0,9280	0,9173	0,8845	0,0032	0,0139	0,0467

Продовження таблиці В.1 – Значення коефіцієнтів стиснення та абсолютних похибок розрахованих для газоводневих сумішей за кореляційними рівняннями.

Н ₂ , %	К (AGA8)	К (NEW)	К (COY 60.3-100)		Δ (AGA8-NEW)	Δ (AGA8-(Г.2) COY 60.3-100)	Δ (AGA8-(Г.1) COY 60.3-100)
			Г.2	Г.1			
10	0,93031	0,9266	0,9228	0,9191	0,0037	0,0075	0,0112
10	0,93273	0,9295	0,9208	0,9212	0,0032	0,0119	0,0116
10	0,92464	0,9212	0,9161	0,8986	0,0034	0,0086	0,0260
10	0,92411	0,9203	0,9169	0,8960	0,0038	0,0072	0,0281
10	0,92295	0,9184	0,9091	0,8797	0,0045	0,0138	0,0433
12,5	0,94098	0,9365	0,9294	0,9249	0,0044	0,0116	0,0161
12,5	0,94117	0,9371	0,9247	0,9236	0,0041	0,0164	0,0175
12,5	0,93895	0,9351	0,9249	0,9074	0,0038	0,0140	0,0315
12,5	0,93967	0,9353	0,9265	0,9155	0,0044	0,0132	0,0242
12,5	0,93549	0,9314	0,9243	0,9049	0,0040	0,0112	0,0306
12,5	0,9346	0,9298	0,9260	0,9234	0,0048	0,0086	0,0112
15	0,94558	0,9404	0,9320	0,9257	0,0052	0,0135	0,0199
15	0,9421	0,9373	0,9284	0,9255	0,0048	0,0137	0,0166
15	0,94129	0,9366	0,9196	0,9134	0,0047	0,0217	0,0279
15	0,93498	0,9295	0,9237	0,9259	0,0055	0,0113	0,0091
15	0,93796	0,9327	0,9250	0,9263	0,0052	0,0130	0,0117
15	0,93489	0,9301	0,9209	0,8960	0,0047	0,0139	0,0388
15	0,93427	0,9293	0,9219	0,8969	0,0050	0,0124	0,0374
15	0,94056	0,9359	0,9231	0,9163	0,0047	0,0174	0,0243
15	0,94055	0,9358	0,9247	0,9198	0,0048	0,0158	0,0207
15	0,9389	0,9343	0,9188	0,8958	0,0046	0,0201	0,0431
15	0,93896	0,9339	0,9269	0,9207	0,0051	0,0120	0,0183
17,5	0,94809	0,9421	0,9334	0,9250	0,0060	0,0147	0,0231
17,5	0,94593	0,9410	0,9243	0,8930	0,0049	0,0216	0,0529
17,5	0,94248	0,9364	0,9280	0,9222	0,0061	0,0145	0,0203
17,5	0,94871	0,9437	0,9257	0,9228	0,0050	0,0230	0,0259
17,5	0,93816	0,9321	0,9252	0,9216	0,0060	0,0130	0,0166
17,5	0,948	0,9432	0,9264	0,8930	0,0048	0,0216	0,0550
17,5	0,94496	0,9393	0,9296	0,9222	0,0056	0,0154	0,0227
20	0,95507	0,9484	0,9374	0,9259	0,0066	0,0176	0,0292
20	0,94776	0,9415	0,9311	0,9106	0,0063	0,0167	0,0371
20	0,94412	0,9382	0,9275	0,9058	0,0059	0,0167	0,0384
20	0,94534	0,9392	0,9284	0,9074	0,0061	0,0169	0,0379
20	0,9488	0,9424	0,9314	0,9109	0,0064	0,0174	0,0379
20	0,94546	0,9390	0,9292	0,9193	0,0065	0,0162	0,0261
20	0,95001	0,9438	0,9308	0,9194	0,0062	0,0192	0,0306

Завершення таблиці В.1 – Значення коефіцієнтів стиснення та абсолютних похибок розрахованих для газоводневих сумішей за кореляційними рівняннями.

H ₂ , %	K (AGA8)	K (NEW)	K (CO ₂ 60.3-100)		Δ (AGA8-NEW)	Δ (AGA8-(Г.2) CO ₂ 60.3-100)	Δ (AGA8-(Г.1) CO ₂ 60.3-100)
			Г.2	Г.1			
20	0,95167	0,9451	0,9340	0,9182	0,0065	0,0177	0,0335
20	0,95323	0,9468	0,9353	0,9214	0,0065	0,0179	0,0319
20	0,95039	0,9445	0,9297	0,9149	0,0059	0,0207	0,0355
min	0,8892	0,8872	0,8953	0,8797	0,0004	-0,0078	-0,0180
max	0,9551	0,9484	0,9374	0,9269	0,0066	0,0230	0,0550
delta	0,0659	0,0612	0,0421	0,0472	0,0063	0,0308	0,0730
				Error, %	9,54	46,83	110,81

ДОДАТОК Г

Таблиця Г.1 – Компонентний склад газоводневих сумішей, відібраних для визначення коефіцієнта при змінній по водню.

№	Компонентний склад, % мол.												
	C1	C2	C3	i-C4	n-C4	нео-C5	i-C5	n-C5	C6+	O2	N2	CO2	H2
1	81,18317	8,547638	2,409807	0,193972	0,332524	0,002078	0,054431	0,044534	0,045524	0,010886	2,349438	4,826	0
2	79,47717	8,368017	2,359167	0,189896	0,325536	0,002035	0,053287	0,043599	0,044567	0,010657	2,300066	4,826	2
3	76,91818	8,098585	2,283207	0,183782	0,315054	0,001969	0,051571	0,042195	0,043132	0,010314	2,226009	4,826	5
4	74,78569	7,874059	2,219907	0,178687	0,30632	0,001914	0,050142	0,041025	0,041937	0,010028	2,164295	4,826	7,5
5	72,65319	7,649532	2,156606	0,173591	0,297585	0,00186	0,048712	0,039855	0,040741	0,009742	2,102581	4,826	10
6	70,5207	7,425005	2,093306	0,168496	0,288851	0,001805	0,047282	0,038685	0,039545	0,009456	2,040866	4,826	12,5
7	68,38821	7,200479	2,030006	0,163401	0,280116	0,001751	0,045852	0,037516	0,038349	0,00917	1,979152	4,826	15
8	66,25571	6,975952	1,966706	0,158306	0,271381	0,001696	0,044423	0,036346	0,037153	0,008885	1,917438	4,826	17,5
9	64,12322	6,751425	1,903406	0,153211	0,262647	0,001642	0,042993	0,035176	0,035958	0,008599	1,855724	4,826	20
10	82,0319	8,637	2,435	0,196	0,336	0,0021	0,055	0,045	0,046	0,011	2,374	3,831	0
11	80,32591	8,457379	2,38436	0,191924	0,329012	0,002056	0,053856	0,044064	0,045043	0,010771	2,324629	3,831	2
12	77,76691	8,187947	2,3084	0,18581	0,318531	0,001991	0,05214	0,04266	0,043608	0,010428	2,250571	3,831	5
13	75,63442	7,96342	2,2451	0,180714	0,309796	0,001936	0,050711	0,041491	0,042413	0,010142	2,188857	3,831	7,5
14	73,50193	7,738894	2,1818	0,175619	0,301062	0,001882	0,049281	0,040321	0,041217	0,009856	2,127143	3,831	10
15	71,36943	7,514367	2,1185	0,170524	0,292327	0,001827	0,047851	0,039151	0,040021	0,00957	2,065429	3,831	12,5
16	69,23694	7,28984	2,0552	0,165429	0,283592	0,001772	0,046421	0,037981	0,038825	0,009284	2,003714	3,831	15
17	67,10445	7,065314	1,9919	0,160334	0,274858	0,001718	0,044992	0,036811	0,037629	0,008998	1,942	3,831	17,5
18	64,97195	6,840787	1,9286	0,155238	0,266123	0,001663	0,043562	0,035641	0,036434	0,008712	1,880286	3,831	20
19	83,24145	8,764351	2,470904	0,19889	0,340954	0,002131	0,055811	0,045664	0,046678	0,011162	2,409004	2,413	0
20	81,53546	8,58473	2,420264	0,194814	0,333967	0,002087	0,054667	0,044728	0,045722	0,010933	2,359633	2,413	2
21	78,97646	8,315298	2,344304	0,1887	0,323485	0,002022	0,052951	0,043324	0,044287	0,01059	2,285576	2,413	5
22	76,84397	8,090772	2,281004	0,183604	0,31475	0,001967	0,051522	0,042154	0,043091	0,010304	2,223862	2,413	7,5
23	74,71148	7,866245	2,217704	0,178509	0,306016	0,001913	0,050092	0,040984	0,041895	0,010018	2,162147	2,413	10
24	72,57898	7,641718	2,154404	0,173414	0,297281	0,001858	0,048662	0,039814	0,040699	0,009732	2,100433	2,413	12,5
25	70,44649	7,417192	2,091104	0,168319	0,288547	0,001803	0,047232	0,038645	0,039503	0,009446	2,038719	2,413	15

Завершення таблиці Г.1 – Компонентний склад газоводневих сумішей, відібраних для визначення коефіцієнта при змінній по ВОДНЮ.

№	Компонентний склад, % мол.												
	C1	C2	C3	i-C4	n-C4	нео-C5	i-C5	n-C5	C6+	O2	N2	CO2	H2
26	68,314	7,192665	2,027804	0,163224	0,279812	0,001749	0,045803	0,037475	0,038308	0,009161	1,977004	2,413	17,5
27	66,1815	6,968139	1,964504	0,158128	0,271077	0,001694	0,044373	0,036305	0,037112	0,008875	1,91529	2,413	20
28	84,53715	8,900774	2,509365	0,201986	0,346261	0,002164	0,05668	0,046374	0,047405	0,011336	2,446502	0,894	0
29	82,83116	8,721153	2,458725	0,19791	0,339274	0,00212	0,055536	0,045438	0,046448	0,011107	2,397131	0,894	2
30	80,27217	8,451721	2,382765	0,191795	0,328792	0,002055	0,05382	0,044035	0,045013	0,010764	2,323073	0,894	5
31	78,13967	8,227194	2,319465	0,1867	0,320058	0,002	0,05239	0,042865	0,043817	0,010478	2,261359	0,894	7,5
32	76,00718	8,002667	2,256165	0,181605	0,311323	0,001946	0,050961	0,041695	0,042622	0,010192	2,199645	0,894	10
33	73,87469	7,778141	2,192865	0,17651	0,302588	0,001891	0,049531	0,040525	0,041426	0,009906	2,137931	0,894	12,5
34	71,74219	7,553614	2,129565	0,171415	0,293854	0,001837	0,048101	0,039355	0,04023	0,00962	2,076216	0,894	15
35	69,6097	7,329088	2,066265	0,166319	0,285119	0,001782	0,046671	0,038186	0,039034	0,009334	2,014502	0,894	17,5
36	67,47721	7,104561	2,002965	0,161224	0,276384	0,001727	0,045242	0,037016	0,037838	0,009048	1,952788	0,894	20
37	85,29965	8,981056	2,531998	0,203808	0,349385	0,002184	0,057191	0,046793	0,047832	0,011438	2,468568	0,0001	0
38	83,59365	8,801434	2,481358	0,199732	0,342397	0,00214	0,056047	0,045857	0,046876	0,011209	2,419197	0,0001	2
39	81,03466	8,532002	2,405398	0,193617	0,331915	0,002074	0,054331	0,044453	0,045441	0,010866	2,34514	0,0001	5
40	78,90217	8,307476	2,342098	0,188522	0,323181	0,00202	0,052902	0,043283	0,044245	0,01058	2,283426	0,0001	7,5
41	76,76967	8,082949	2,278798	0,183427	0,314446	0,001965	0,051472	0,042113	0,043049	0,010294	2,221711	0,0001	10
42	74,63718	7,858423	2,215498	0,178332	0,305711	0,001911	0,050042	0,040944	0,041853	0,010008	2,159997	0,0001	12,5
43	72,50469	7,633896	2,152198	0,173236	0,296977	0,001856	0,048612	0,039774	0,040658	0,009722	2,098283	0,0001	15
44	70,37219	7,409369	2,088898	0,168141	0,288242	0,001802	0,047183	0,038604	0,039462	0,009437	2,036569	0,0001	17,5
45	68,2397	7,184843	2,025598	0,163046	0,279508	0,001747	0,045753	0,037434	0,038266	0,009151	1,974854	0,0001	20

Таблиця Г.2 – ФХП газоводневих сумішей, відібраних для визначення коефіцієнта при змінній по водню.

№	Фізико-хімічні показники газу обчислені на основі компонентного складу, 101,325 кПа										
	ρ, кг/м ³	ρ, в.о.	Температура вимірювання/згоряння при 20/25°C								
			Теплота згоряння нижча			Теплота згоряння вища			Число Воббе вище		
			ккал/м ³	МДж/м ³	кВт·год/м ³	ккал/м ³	МДж/м ³	кВт·год/м ³	ккал/м ³	МДж/м ³	кВт·год/м ³
1	0,8278	0,6872	8381,580323	35,092	9,748	9263,161	38,783	10,773	11174,16659	46,784	12,996
2	0,8138	0,6756	8252,603537	34,552	9,598	9124,152	38,201	10,611	11100,60205	46,476	12,910
3	0,7929	0,6582	8059,138358	33,742	9,373	8916,117	37,33	10,370	10989,5387	46,011	12,781
4	0,7755	0,6438	7898,156221	33,068	9,186	8742,715	36,604	10,168	10896,14996	45,62	12,672
5	0,7581	0,6293	7737,174085	32,394	8,998	8569,313	35,878	9,966	10802,04467	45,226	12,563
6	0,7407	0,6149	7576,191948	31,72	8,811	8396,15	35,153	9,765	10707,4617	44,83	12,453
7	0,7233	0,6004	7415,448657	31,047	8,624	8222,987	34,428	9,563	10612,16218	44,431	12,342
8	0,7059	0,586	7254,705367	30,374	8,437	8050,062	33,704	9,362	10515,90729	44,028	12,230
9	0,6885	0,5716	7093,962076	29,701	8,250	7877,138	32,98	9,161	10419,1747	43,623	12,118
10	0,8172	0,6784	8468,997922	35,458	9,850	9359,654	39,187	10,885	11363,33254	47,576	13,216
11	0,8033	0,6669	8340,021136	34,918	9,700	9220,885	38,606	10,724	11291,43992	47,275	13,132
12	0,7824	0,6495	8146,555957	34,108	9,475	9012,611	37,734	10,482	11183,00388	46,821	13,006
13	0,7649	0,635	7985,573821	33,434	9,287	8839,209	37,008	10,280	11092,24244	46,441	12,900
14	0,7475	0,6206	7824,591684	32,76	9,100	8666,046	36,283	10,079	11000,52562	46,057	12,794
15	0,7301	0,6061	7663,609547	32,086	8,913	8492,883	35,558	9,877	10908,56994	45,672	12,687
16	0,7127	0,5917	7502,866257	31,413	8,726	8319,719	34,833	9,676	10815,65889	45,283	12,579
17	0,6953	0,5773	7342,122966	30,74	8,539	8146,556	34,108	9,475	10722,50899	44,893	12,470
18	0,678	0,5628	7181,379675	30,067	8,352	7973,632	33,384	9,273	10628,4037	44,499	12,361
19	0,8022	0,666	8593,436636	35,979	9,994	9497,468	39,764	11,046	11637,76648	48,725	13,535
20	0,7883	0,6544	8464,45985	35,439	9,844	9358,46	39,182	10,884	11568,74001	48,436	13,455
21	0,7673	0,637	8270,994671	34,629	9,619	9150,425	38,311	10,642	11464,6032	48	13,333
22	0,7499	0,6226	8110,012535	33,955	9,432	8977,023	37,585	10,440	11377,1856	47,634	13,232
23	0,7325	0,6081	7949,030398	33,281	9,245	8803,621	36,859	10,239	11289,29031	47,266	13,130
24	0,7151	0,5937	7788,287107	32,608	9,058	8630,458	36,134	10,037	11200,91733	46,896	13,027
25	0,6977	0,5792	7627,304971	31,934	8,871	8457,294	35,409	9,836	11112,3055	46,525	12,924
26	0,6803	0,5648	7466,56168	31,261	8,684	8284,37	34,685	9,635	11023,21598	46,152	12,820

Завершення таблиці Г.2 – ФХП газоводневих сумішей, відібраних для визначення коефіцієнта при змінній по водню.

№	Фізико-хімічні показники газу обчислені на основі компонентного складу, 101,325 кПа										
	ρ, кг/м ³	ρ, в.о.	Температура вимірювання/згоряння при 20/25°C								
			Теплота згоряння нижча			Теплота згоряння вища			Число Воббе вище		
			ккал/м ³	МДж/м ³	кВт·год/м ³	ккал/м ³	МДж/м ³	кВт·год/м ³	ккал/м ³	МДж/м ³	кВт·год/м ³
27	0,663	0,5504	7305,818389	30,588	8,497	8111,207	33,96	9,433	10933,64876	45,777	12,716
28	0,7861	0,6526	8726,951494	36,538	10,150	9644,836	40,381	11,217	11938,95116	49,986	13,885
29	0,7722	0,641	8597,974708	35,998	10,000	9506,067	39,8	11,056	11872,79084	49,709	13,808
30	0,7513	0,6237	8404,509529	35,188	9,775	9297,793	38,928	10,813	11773,1921	49,292	13,692
31	0,7338	0,6092	8243,527393	34,514	9,587	9124,391	38,202	10,612	11690,07373	48,944	13,596
32	0,7164	0,5948	8082,545256	33,84	9,400	8951,228	37,477	10,410	11606,47766	48,594	13,498
33	0,699	0,5803	7921,563119	33,166	9,213	8777,826	36,751	10,209	11522,64275	48,243	13,401
34	0,6817	0,5659	7760,819829	32,493	9,026	8604,901	36,027	10,008	11438,569	47,891	13,303
35	0,6643	0,5515	7600,076538	31,82	8,839	8431,738	35,302	9,806	11354,25639	47,538	13,205
36	0,6469	0,537	7439,333247	31,147	8,652	8258,814	34,578	9,605	11269,70495	47,184	13,107
37	0,7766	0,6448	8805,531795	36,867	10,241	9731,537	40,744	11,318	12119,51866	50,742	14,095
38	0,7627	0,6332	8676,555009	36,327	10,091	9592,768	40,163	11,156	12055,26911	50,473	14,020
39	0,7418	0,6158	8483,08983	35,517	9,866	9384,494	39,291	10,914	11958,77537	50,069	13,908
40	0,7244	0,6014	8322,107694	34,843	9,679	9211,092	38,565	10,713	11878,04545	49,731	13,814
41	0,707	0,5869	8161,125557	34,169	9,491	9037,929	37,84	10,511	11797,07669	49,392	13,720
42	0,6896	0,5725	8000,143421	33,495	9,304	8864,766	37,115	10,310	11716,10793	49,053	13,626
43	0,6722	0,558	7839,40013	32,822	9,117	8691,602	36,39	10,108	11634,90033	48,713	13,531
44	0,6548	0,5436	7678,417993	32,148	8,930	8518,439	35,665	9,907	11553,69272	48,373	13,437
45	0,6374	0,5292	7517,913548	31,476	8,743	8345,515	34,941	9,706	11472,24627	48,032	13,342

ДОДАТОК Д

Таблиця Д.1 – Значення коефіцієнтів стиснення газоводневих сумішей та абсолютних похибок, розрахованих за модифікованими рівняннями, за сталої температури та тиску від 0,5 до 2 МПа.

T=20°C														
P, МПа														
0,5					1					2				
K_AGA ₈	K_CO2	Δ	K_rho	Δ	K_AGA ₈	K_CO2	Δ	K_rho	Δ	K_AGA ₈	K_CO2	Δ	K_rho	Δ
0,9847	0,978004	0,006696	0,979005	0,005695	0,97195	0,963187	0,008763	0,966811	0,005139	0,94642	0,933554	0,012866	0,942423	0,003997
0,98536	0,978667	0,006693	0,979686	0,005674	0,97318	0,964401	0,008779	0,968058	0,005122	0,94883	0,93587	0,01296	0,944802	0,004028
0,98633	0,979661	0,006669	0,980704	0,005626	0,97497	0,966222	0,008748	0,969922	0,005048	0,95235	0,939344	0,013006	0,948359	0,003991
0,98711	0,980489	0,006621	0,981546	0,005564	0,97642	0,967739	0,008681	0,971465	0,004955	0,9552	0,94224	0,01296	0,951304	0,003896
0,98787	0,981318	0,006552	0,982389	0,005481	0,97784	0,969257	0,008583	0,973009	0,004831	0,95797	0,945135	0,012835	0,954249	0,003721
0,98862	0,982146	0,006474	0,983226	0,005394	0,97922	0,970774	0,008446	0,974542	0,004678	0,96065	0,94803	0,01262	0,957175	0,003475
0,98935	0,982975	0,006375	0,984064	0,005286	0,98057	0,972292	0,008278	0,976076	0,004494	0,96326	0,950926	0,012334	0,960101	0,003159
0,99005	0,983804	0,006246	0,984895	0,005155	0,98187	0,973809	0,008061	0,977599	0,004271	0,9658	0,953821	0,011979	0,963007	0,002793
0,99074	0,984632	0,006108	0,985725	0,005015	0,98315	0,975327	0,007823	0,979118	0,004032	0,96826	0,956717	0,011543	0,965905	0,002355
0,98479	0,979466	0,005324	0,979249	0,005541	0,97212	0,965865	0,006255	0,967257	0,004863	0,94676	0,938663	0,008097	0,943275	0,003485
0,98545	0,980129	0,005321	0,979925	0,005525	0,97335	0,967079	0,006271	0,968497	0,004853	0,94917	0,940979	0,008191	0,945639	0,003531
0,98642	0,981123	0,005297	0,980941	0,005479	0,97514	0,9689	0,00624	0,970358	0,004782	0,95268	0,944454	0,008226	0,94919	0,00349
0,9872	0,981951	0,005249	0,981785	0,005415	0,97659	0,970417	0,006173	0,971903	0,004687	0,95553	0,947349	0,008181	0,952138	0,003392
0,98796	0,98278	0,00518	0,982624	0,005336	0,978	0,971935	0,006065	0,973438	0,004562	0,95829	0,950244	0,008046	0,955068	0,003222
0,98871	0,983609	0,005101	0,983462	0,005248	0,97938	0,973452	0,005928	0,974974	0,004406	0,96097	0,95314	0,00783	0,957998	0,002972
0,98943	0,984437	0,004993	0,984295	0,005135	0,98072	0,97497	0,00575	0,9765	0,00422	0,96357	0,956035	0,007535	0,960909	0,002661
0,99014	0,985266	0,004874	0,985125	0,005015	0,98203	0,976487	0,005543	0,97802	0,00401	0,9661	0,958931	0,007169	0,96381	0,00229
0,99083	0,986094	0,004736	0,985955	0,004875	0,9833	0,978005	0,005295	0,97954	0,00376	0,96855	0,961826	0,006724	0,96671	0,00184
0,98492	0,981549	0,003371	0,97959	0,00533	0,97236	0,969681	0,002679	0,967883	0,004477	0,94724	0,945944	0,001296	0,944469	0,002771
0,98558	0,982212	0,003368	0,980268	0,005312	0,97359	0,970895	0,002695	0,969124	0,004466	0,94964	0,948261	0,001379	0,946837	0,002803

Продовження таблиці Д.1 – Значення коефіцієнтів стиснення газоводневих сумішей та абсолютних похибок, розрахованих за модифікованими рівняннями, за сталої температури та тиску від 0,5 до 2 МПа.

T=20°C														
P, МПа														
0,5					1					2				
K_AGA ₈	K_CO2	Δ	K_rho	Δ	K_AGA ₈	K_CO2	Δ	K_rho	Δ	K_AGA ₈	K_CO2	Δ	K_rho	Δ
0,98654	0,983207	0,003333	0,981281	0,005259	0,97537	0,972716	0,002654	0,97098	0,00439	0,95315	0,951735	0,001415	0,950378	0,002772
0,98732	0,984035	0,003285	0,98212	0,0052	0,97682	0,974234	0,002586	0,972516	0,004304	0,95598	0,95463	0,00135	0,953309	0,002671
0,98808	0,984864	0,003216	0,982959	0,005121	0,97823	0,975751	0,002479	0,974053	0,004177	0,95873	0,957526	0,001204	0,95624	0,00249
0,98883	0,985692	0,003138	0,983792	0,005038	0,9796	0,977269	0,002331	0,975579	0,004021	0,9614	0,960421	0,000979	0,959152	0,002248
0,98955	0,986521	0,003029	0,984625	0,004925	0,98094	0,978786	0,002154	0,977105	0,003835	0,964	0,963317	0,000683	0,962064	0,001936
0,99026	0,987349	0,002911	0,985453	0,004807	0,98224	0,980304	0,001936	0,978621	0,003619	0,96652	0,966212	0,000308	0,964956	0,001564
0,99094	0,988178	0,002762	0,986278	0,004662	0,98351	0,981821	0,001689	0,980131	0,003379	0,96897	0,969107	-0,00014	0,967838	0,001132
0,98506	0,983782	0,001278	0,979958	0,005102	0,97262	0,973769	-0,00115	0,968556	0,004064	0,94773	0,953744	-0,00601	0,945752	0,001978
0,98571	0,984444	0,001266	0,980633	0,005077	0,97383	0,974983	-0,00115	0,969793	0,004037	0,95013	0,956061	-0,00593	0,948113	0,002017
0,98667	0,985439	0,001231	0,981641	0,005029	0,97561	0,976804	-0,00119	0,971639	0,003971	0,95362	0,959535	-0,00592	0,951634	0,001986
0,98745	0,986267	0,001183	0,98248	0,00497	0,97706	0,978322	-0,00126	0,973175	0,003885	0,95645	0,962431	-0,00598	0,954566	0,001884
0,98821	0,987096	0,001114	0,983313	0,004897	0,97847	0,979839	-0,00137	0,974702	0,003768	0,95919	0,965326	-0,00614	0,957479	0,001711
0,98895	0,987924	0,001026	0,984147	0,004803	0,97984	0,981357	-0,00152	0,976228	0,003612	0,96186	0,968221	-0,00636	0,960391	0,001469
0,98967	0,988753	0,000917	0,984975	0,004695	0,98117	0,982874	-0,0017	0,977745	0,003425	0,96445	0,971117	-0,00667	0,963284	0,001166
0,99038	0,989581	0,000799	0,9858	0,00458	0,98247	0,984392	-0,00192	0,979256	0,003214	0,96696	0,974012	-0,00705	0,966167	0,000793
0,99106	0,99041	0,00065	0,986624	0,004436	0,98373	0,985909	-0,00218	0,980766	0,002964	0,9694	0,976907	-0,00751	0,969049	0,000351
0,98514	0,985095	4,49E-05	0,98017	0,00497	0,97276	0,976175	-0,00341	0,968945	0,003815	0,94802	0,958335	-0,01031	0,946495	0,001525
0,98579	0,985758	3,2E-05	0,980845	0,004945	0,97398	0,977389	-0,00341	0,970181	0,003799	0,95041	0,960651	-0,01024	0,948852	0,001558
0,98675	0,986752	-2,2E-06	0,981853	0,004897	0,97575	0,97921	-0,00346	0,972028	0,003722	0,9539	0,964125	-0,01023	0,952377	0,001523
0,98752	0,987581	-6,1E-05	0,982688	0,004832	0,9772	0,980727	-0,00353	0,973557	0,003643	0,95672	0,967021	-0,0103	0,955294	0,001426

Завершення таблиці Д.1 – Значення коефіцієнтів стиснення газоводневих сумішей та абсолютних похибок, розрахованих за модифікованими рівняннями, за сталої температури та тиску від 0,5 до 2 МПа.

T=20°C														
P, МПа														
0,5					1					2				
K_AGA ₈	K_CO2	Δ	K_rho	Δ	K_AGA ₈	K_CO2	Δ	K_rho	Δ	K_AGA ₈	K_CO2	Δ	K_rho	Δ
0,98828	0,988409	-0,00013	0,983523	0,004757	0,9786	0,982245	-0,00364	0,975085	0,003515	0,95946	0,969916	-0,01046	0,958211	0,001249
0,98902	0,989238	-0,00022	0,984352	0,004668	0,97997	0,983762	-0,00379	0,976604	0,003366	0,96212	0,972811	-0,01069	0,961108	0,001012
0,98974	0,990066	-0,00033	0,985181	0,004559	0,9813	0,98528	-0,00398	0,978122	0,003178	0,9647	0,975707	-0,01101	0,964005	0,000695
0,99045	0,990895	-0,00044	0,986004	0,004446	0,9826	0,986797	-0,0042	0,979631	0,002969	0,96721	0,978602	-0,01139	0,966883	0,000327
0,99113	0,991724	-0,00059	0,986825	0,004305	0,98386	0,988315	-0,00445	0,981133	0,002727	0,96964	0,981497	-0,01186	0,96975	-0,00011

Таблиця Д.2 – Значення коефіцієнтів стиснення газоводневих сумішей та абсолютних похибок, розрахованих за модифікованими рівняннями, за сталої температури та тиску від 3 до 5 МПа.

T=20°C														
P, МПа														
3					4					5				
K_AGA ₈	K_CO2	Δ	K_rho	Δ	K_AGA ₈	K_CO2	Δ	K_rho	Δ	K_AGA ₈	K_CO2	Δ	K_rho	Δ
0,92094	0,90392	0,01702	0,918035	0,002905	0,89567	0,874287	0,021383	0,893647	0,002023	0,87083	0,844654	0,026176	0,869259	0,001571
0,92462	0,907339	0,017281	0,921546	0,003074	0,90069	0,878808	0,021882	0,89829	0,0024	0,87724	0,850277	0,026963	0,875034	0,002206
0,92996	0,912467	0,017493	0,926796	0,003164	0,90795	0,885589	0,022361	0,905233	0,002717	0,88648	0,858712	0,027768	0,88367	0,00281
0,93427	0,91674	0,01753	0,931142	0,003128	0,91377	0,89124	0,02253	0,91098	0,00279	0,89387	0,86574	0,02813	0,890818	0,003052
0,93844	0,921013	0,017427	0,935488	0,002952	0,91939	0,896891	0,022499	0,916728	0,002662	0,90098	0,872769	0,028211	0,897968	0,003012
0,94248	0,925286	0,017194	0,939807	0,002673	0,92482	0,902542	0,022278	0,922439	0,002381	0,90782	0,879798	0,028022	0,905071	0,002749
0,94639	0,92956	0,01683	0,944125	0,002265	0,93007	0,908194	0,021876	0,92815	0,00192	0,91441	0,886827	0,027583	0,912174	0,002236

Продовження таблиці Д.2 – Значення коефіцієнтів стиснення газоводневих сумішей та абсолютних похибок, розрахованих за модифікованими рівняннями, за сталої температури та тиску від 3 до 5 МПа.

T=20°C														
P, МПа														
3					4					5				
K_AGA ₈	K_CO2	Δ	K_rho	Δ	K_AGA ₈	K_CO2	Δ	K_rho	Δ	K_AGA ₈	K_CO2	Δ	K_rho	Δ
0,95018	0,933833	0,016347	0,948415	0,001765	0,93513	0,913845	0,021285	0,933823	0,001307	0,92075	0,893856	0,026894	0,919231	0,001519
0,95385	0,938106	0,015744	0,952691	0,001159	0,94002	0,919496	0,020524	0,939478	0,000542	0,92686	0,900885	0,025975	0,926265	0,000595
0,92146	0,911461	0,009999	0,919292	0,002168	0,8964	0,884259	0,012141	0,895309	0,001091	0,87176	0,857057	0,014703	0,871327	0,000433
0,92513	0,91488	0,01025	0,922782	0,002348	0,9014	0,88878	0,01262	0,899925	0,001475	0,87815	0,86268	0,01547	0,877067	0,001083
0,93047	0,920008	0,010462	0,928022	0,002448	0,90864	0,895561	0,013079	0,906854	0,001786	0,88737	0,871115	0,016255	0,885687	0,001683
0,93476	0,924281	0,010479	0,932374	0,002386	0,91444	0,901212	0,013228	0,91261	0,00183	0,89473	0,878144	0,016586	0,892845	0,001885
0,93892	0,928554	0,010366	0,936698	0,002222	0,92005	0,906864	0,013186	0,918328	0,001722	0,90181	0,885173	0,016637	0,899958	0,001852
0,94295	0,932827	0,010123	0,941022	0,001928	0,92546	0,912515	0,012945	0,924046	0,001414	0,90863	0,892202	0,016428	0,90707	0,00156
0,94686	0,9371	0,00976	0,945318	0,001542	0,93069	0,918166	0,012524	0,929727	0,000963	0,9152	0,899231	0,015969	0,914136	0,001064
0,95064	0,941374	0,009266	0,9496	0,00104	0,93574	0,923817	0,011923	0,935389	0,000351	0,92152	0,90626	0,01526	0,921179	0,000341
0,95429	0,945647	0,008643	0,95388	0,00041	0,94062	0,929468	0,011152	0,94105	-0,00043	0,92762	0,913289	0,014331	0,92822	-0,0006
0,9222	0,922208	-7,6E-06	0,921054	0,001146	0,8974	0,898471	-0,00107	0,89764	-0,00024	0,87306	0,874734	-0,00167	0,874226	-0,00117
0,92585	0,925626	0,000224	0,924549	0,001301	0,90238	0,902992	-0,00061	0,902262	0,000118	0,87942	0,880357	-0,00094	0,879975	-0,00055
0,93117	0,930754	0,000416	0,929776	0,001394	0,90959	0,909773	-0,00018	0,909173	0,000417	0,88859	0,888792	-0,0002	0,888571	1,91E-05
0,93545	0,935027	0,000423	0,934102	0,001348	0,91538	0,915424	-4,4E-05	0,914894	0,000486	0,89592	0,895821	9,89E-05	0,895687	0,000233
0,9396	0,939301	0,000299	0,938427	0,001173	0,92096	0,921075	-0,00012	0,920615	0,000345	0,90297	0,90285	0,00012	0,902802	0,000168
0,94361	0,943574	3,62E-05	0,942725	0,000885	0,92636	0,926726	-0,00037	0,926299	6,14E-05	0,90976	0,909879	-0,00012	0,909872	-0,00011
0,9475	0,947847	-0,00035	0,947023	0,000477	0,93156	0,932378	-0,00082	0,931981	-0,00042	0,9163	0,916908	-0,00061	0,91694	-0,00064
0,95127	0,95212	-0,00085	0,951291	-2,1E-05	0,93659	0,938029	-0,00144	0,937627	-0,00104	0,9226	0,923937	-0,00134	0,923962	-0,00136
0,95491	0,956394	-0,00148	0,955545	-0,00064	0,94145	0,94368	-0,00223	0,943252	-0,0018	0,92866	0,930966	-0,00231	0,930959	-0,0023
0,92296	0,93372	-0,01076	0,922948	1,2E-05	0,89845	0,913695	-0,01524	0,900144	-0,00169	0,8744	0,89367	-0,01927	0,87734	-0,00294
0,9266	0,937138	-0,01054	0,926433	0,000167	0,90341	0,918216	-0,01481	0,904753	-0,00134	0,88073	0,899293	-0,01856	0,883073	-0,00234
0,9319	0,942266	-0,01037	0,93163	0,00027	0,91059	0,924997	-0,01441	0,911625	-0,00104	0,88986	0,907728	-0,01787	0,891621	-0,00176

Завершення таблиці Д.2 – Значення коефіцієнтів стиснення газоводневих сумішей та абсолютних похибок, розрахованих за модифікованими рівняннями, за сталої температури та тиску від 3 до 5 МПа.

T=20°C														
P, МПа														
3					4					5				
K_AGA ₈	K_CO2	Δ	K_rho	Δ	K_AGA ₈	K_CO2	Δ	K_rho	Δ	K_AGA ₈	K_CO2	Δ	K_rho	Δ
0,93617	0,946539	-0,01037	0,935957	0,000213	0,91635	0,930648	-0,0143	0,917348	-0,001	0,89716	0,914757	-0,0176	0,898738	-0,00158
0,9403	0,950813	-0,01051	0,940256	4,42E-05	0,92191	0,936299	-0,01439	0,923033	-0,00112	0,90418	0,921786	-0,01761	0,90581	-0,00163
0,9443	0,955086	-0,01079	0,944554	-0,00025	0,92728	0,94195	-0,01467	0,928717	-0,00144	0,91094	0,928815	-0,01788	0,91288	-0,00194
0,94817	0,959359	-0,01119	0,948824	-0,00065	0,93247	0,947602	-0,01513	0,934364	-0,00189	0,91745	0,935844	-0,01839	0,919904	-0,00245
0,95193	0,963632	-0,0117	0,953079	-0,00115	0,93748	0,953253	-0,01577	0,939991	-0,00251	0,92372	0,942873	-0,01915	0,926903	-0,00318
0,95556	0,967906	-0,01235	0,957333	-0,00177	0,94231	0,958904	-0,01659	0,945616	-0,00331	0,92975	0,949902	-0,02015	0,933899	-0,00415
0,9234	0,940494	-0,01709	0,924045	-0,00064	0,89905	0,922654	-0,0236	0,901595	-0,00254	0,87518	0,904813	-0,02963	0,879145	-0,00396
0,92703	0,943913	-0,01688	0,927524	-0,00049	0,904	0,927175	-0,02317	0,906196	-0,0022	0,88149	0,910437	-0,02895	0,884867	-0,00338
0,93232	0,949041	-0,01672	0,932726	-0,00041	0,91116	0,933956	-0,0228	0,913075	-0,00191	0,89059	0,918871	-0,02828	0,893424	-0,00283
0,93658	0,953314	-0,01673	0,937031	-0,00045	0,91691	0,939607	-0,0227	0,918768	-0,00186	0,89787	0,9259	-0,02803	0,900506	-0,00264
0,9407	0,957587	-0,01689	0,941336	-0,00064	0,92245	0,945258	-0,02281	0,924461	-0,00201	0,90487	0,932929	-0,02806	0,907587	-0,00272
0,94469	0,96186	-0,01717	0,945613	-0,00092	0,92781	0,950909	-0,0231	0,930117	-0,00231	0,91161	0,939958	-0,02835	0,914621	-0,00301
0,94856	0,966134	-0,01757	0,949888	-0,00133	0,93299	0,956561	-0,02357	0,935771	-0,00278	0,9181	0,946987	-0,02889	0,921654	-0,00355
0,9523	0,970407	-0,01811	0,954135	-0,00184	0,93798	0,962212	-0,02423	0,941387	-0,00341	0,92436	0,954016	-0,02966	0,92864	-0,00428
0,95593	0,97468	-0,01875	0,958367	-0,00244	0,94281	0,967863	-0,02505	0,946983	-0,00417	0,93038	0,961045	-0,03067	0,9356	-0,00522

Таблиця Д.3 – Значення коефіцієнтів стиснення газоводневих сумішей та абсолютних похибок, розрахованих за модифікованими рівняннями, за сталої температури та тиску від 6 до 8 МПа.

T=20°C														
P, МПа														
6					7					8				
K_AGA ₈	K_CO2	Δ	K_rho	Δ	K_AGA ₈	K_CO2	Δ	K_rho	Δ	K_AGA ₈	K_CO2	Δ	K_rho	Δ
0,84665	0,81502	0,03163	0,844872	0,001778	0,82347	0,785387	0,038083	0,820484	0,002986	0,80166	0,755753	0,045907	0,796096	0,005564
0,8545	0,821746	0,032754	0,851778	0,002722	0,83278	0,793215	0,039565	0,828522	0,004258	0,81238	0,764683	0,047697	0,805266	0,007114
0,86579	0,831834	0,033956	0,862106	0,003684	0,8461	0,804956	0,041144	0,840543	0,005557	0,82769	0,778079	0,049611	0,81898	0,00871
0,87476	0,840241	0,034519	0,870657	0,004103	0,85665	0,814741	0,041909	0,850495	0,006155	0,83977	0,789241	0,050529	0,830333	0,009437
0,88336	0,848648	0,034712	0,879207	0,004153	0,86674	0,824526	0,042214	0,860447	0,006293	0,85129	0,800404	0,050886	0,841687	0,009603
0,89162	0,857054	0,034566	0,887703	0,003917	0,87639	0,83431	0,04208	0,870336	0,006054	0,86229	0,811566	0,050724	0,852968	0,009322
0,89955	0,865461	0,034089	0,896199	0,003351	0,88564	0,844095	0,041545	0,880224	0,005416	0,87281	0,822729	0,050081	0,864248	0,008562
0,90717	0,873868	0,033302	0,904639	0,002531	0,8945	0,85388	0,04062	0,890047	0,004453	0,88286	0,833892	0,048968	0,875455	0,007405
0,91448	0,882275	0,032205	0,913051	0,001429	0,90299	0,863665	0,039325	0,899838	0,003152	0,89248	0,845054	0,047426	0,886625	0,005855
0,84781	0,829855	0,017955	0,847344	0,000466	0,82486	0,802653	0,022207	0,823361	0,001499	0,80328	0,775452	0,027828	0,799379	0,003901
0,85563	0,836581	0,019049	0,85421	0,00142	0,83412	0,810481	0,023639	0,831352	0,002768	0,81395	0,784382	0,029568	0,808495	0,005455
0,86687	0,846669	0,020201	0,864519	0,002351	0,84738	0,822223	0,025157	0,843351	0,004029	0,82918	0,797777	0,031403	0,822184	0,006996
0,87581	0,855076	0,020734	0,873081	0,002729	0,85789	0,832008	0,025882	0,853316	0,004574	0,84121	0,808939	0,032271	0,833552	0,007658
0,88438	0,863483	0,020897	0,881588	0,002792	0,86794	0,841792	0,026148	0,863217	0,004723	0,85268	0,820102	0,032578	0,844847	0,007833
0,89261	0,87189	0,02072	0,890094	0,002516	0,87756	0,851577	0,025983	0,873118	0,004442	0,86364	0,831265	0,032375	0,856142	0,007498
0,90051	0,880297	0,020213	0,898546	0,001964	0,88677	0,861362	0,025408	0,882955	0,003815	0,87411	0,842427	0,031683	0,867364	0,006746
0,9081	0,888703	0,019397	0,906969	0,001131	0,8956	0,871147	0,024453	0,892759	0,002841	0,88413	0,85359	0,03054	0,878548	0,005582
0,9154	0,89711	0,01829	0,91539	1,02E-05	0,90406	0,880931	0,023129	0,90256	0,0015	0,89371	0,864752	0,028958	0,88973	0,00398
0,84941	0,850997	-0,00159	0,850811	-0,0014	0,82678	0,827261	-0,00048	0,827397	-0,00062	0,80552	0,803524	0,001996	0,803983	0,001537
0,85719	0,857723	-0,00053	0,857687	-0,0005	0,83599	0,835088	0,000902	0,8354	0,00059	0,81613	0,812454	0,003676	0,813112	0,003018
0,86837	0,867811	0,000559	0,867969	0,000401	0,84917	0,84683	0,00234	0,847366	0,001804	0,83126	0,825849	0,005411	0,826764	0,004496
0,87726	0,876218	0,001042	0,876479	0,000781	0,85962	0,856615	0,003005	0,857272	0,002348	0,84321	0,837012	0,006198	0,838064	0,005146
0,8858	0,884625	0,001175	0,88499	0,00081	0,86961	0,8664	0,00321	0,867177	0,002433	0,85462	0,848174	0,006446	0,849365	0,005255

Завершення таблиці Д.3 – Значення коефіцієнтів стиснення газоводневих сумішей та абсолютних похибок, розрахованих за модифікованими рівняннями, за сталої температури та тиску від 6 до 8 МПа.

T=20°C														
P, МПа														
6					7					8				
K_AGA ₈	K_CO2	Δ	K_rho	Δ	K_AGA ₈	K_CO2	Δ	K_rho	Δ	K_AGA ₈	K_CO2	Δ	K_rho	Δ
0,89399	0,893032	0,000958	0,893445	0,000545	0,87918	0,876184	0,002996	0,877018	0,002162	0,86551	0,859337	0,006173	0,860592	0,004918
0,90185	0,901439	0,000411	0,901899	-4,9E-05	0,88834	0,885969	0,002371	0,886858	0,001482	0,87592	0,8705	0,00542	0,871817	0,004103
0,90941	0,909845	-0,00044	0,910297	-0,00089	0,89713	0,895754	0,001376	0,896633	0,000497	0,88588	0,881662	0,004218	0,882968	0,002912
0,91666	0,918252	-0,00159	0,918666	-0,00201	0,90555	0,905539	1,15E-05	0,906373	-0,00082	0,89541	0,892825	0,002585	0,89408	0,00133
0,85108	0,873645	-0,02257	0,854537	-0,00346	0,82878	0,85362	-0,02484	0,831733	-0,00295	0,80785	0,833596	-0,02575	0,808929	-0,00108
0,85882	0,880371	-0,02155	0,861393	-0,00257	0,83793	0,861448	-0,02352	0,839712	-0,00178	0,81838	0,842526	-0,02415	0,818032	0,000348
0,86993	0,890459	-0,02053	0,871617	-0,00169	0,85103	0,87319	-0,02216	0,851612	-0,00058	0,83341	0,855921	-0,02251	0,831608	0,001802
0,87878	0,898866	-0,02009	0,880129	-0,00135	0,86142	0,882975	-0,02155	0,86152	-0,0001	0,84529	0,867084	-0,02179	0,842911	0,002379
0,88727	0,907273	-0,02	0,888587	-0,00132	0,87135	0,892759	-0,02141	0,871364	-1,4E-05	0,85662	0,878246	-0,02163	0,854141	0,002479
0,89541	0,91568	-0,02027	0,897043	-0,00163	0,88086	0,902544	-0,02168	0,881206	-0,00035	0,86745	0,889409	-0,02196	0,865369	0,002081
0,90324	0,924086	-0,02085	0,905443	-0,0022	0,88998	0,912329	-0,02235	0,890983	-0,001	0,8778	0,900571	-0,02277	0,876523	0,001277
0,91076	0,932493	-0,02173	0,913815	-0,00305	0,89871	0,922114	-0,0234	0,900726	-0,00202	0,8877	0,911734	-0,02403	0,887638	6,17E-05
0,91798	0,9409	-0,02292	0,922182	-0,0042	0,90709	0,931898	-0,02481	0,910466	-0,00338	0,89718	0,922897	-0,02572	0,898749	-0,00157
0,85204	0,886973	-0,03493	0,856695	-0,00465	0,82992	0,869133	-0,03921	0,834244	-0,00432	0,80919	0,851292	-0,0421	0,811794	-0,0026
0,85975	0,893699	-0,03395	0,863539	-0,00379	0,83904	0,876961	-0,03792	0,842211	-0,00317	0,81968	0,860222	-0,04054	0,820882	-0,0012
0,87083	0,903787	-0,03296	0,873773	-0,00294	0,8521	0,888702	-0,0366	0,854121	-0,00202	0,83465	0,873618	-0,03897	0,83447	0,00018
0,87965	0,912194	-0,03254	0,882243	-0,00259	0,86245	0,898487	-0,03604	0,86398	-0,00153	0,84648	0,88478	-0,0383	0,845717	0,000763
0,88811	0,920601	-0,03249	0,890712	-0,0026	0,87235	0,908272	-0,03592	0,873837	-0,00149	0,85777	0,895943	-0,03817	0,856963	0,000807
0,89623	0,929007	-0,03278	0,899126	-0,0029	0,88183	0,918056	-0,03623	0,88363	-0,0018	0,86856	0,907105	-0,03855	0,868134	0,000426
0,90403	0,937414	-0,03338	0,907537	-0,00351	0,89091	0,927841	-0,03693	0,89342	-0,00251	0,87887	0,918268	-0,0394	0,879303	-0,00043
0,91153	0,945821	-0,03429	0,915892	-0,00436	0,89962	0,937626	-0,03801	0,903144	-0,00352	0,88874	0,929431	-0,04069	0,890396	-0,00166
0,91873	0,954228	-0,0355	0,924217	-0,00549	0,90797	0,947411	-0,03944	0,912834	-0,00486	0,89819	0,940593	-0,0424	0,90145	-0,00326

Таблиця Д.4 – Значення коефіцієнтів стиснення газоводневих сумішей та абсолютних похибок, розрахованих за модифікованими рівняннями, за сталої температури та тиску від 9 до 11 МПа.

T=20°C														
P, МПа														
9					10					11				
K_AGA ₈	K_CO2	Δ	K_rho	Δ	K_AGA ₈	K_CO2	Δ	K_rho	Δ	K_AGA ₈	K_CO2	Δ	K_rho	Δ
0,78162	0,72612	0,0555	0,771708	0,009912	0,7638	0,696487	0,067313	0,75365	0,01015	0,74859	0,666853	0,081737	0,722932	0,025658
0,79368	0,736152	0,057528	0,78201	0,01167	0,77703	0,707621	0,069409	0,759281	0,017749	0,76276	0,67909	0,08367	0,735499	0,027261
0,81084	0,751201	0,059639	0,797417	0,013423	0,79584	0,724323	0,071517	0,76857	0,02727	0,78294	0,697446	0,085494	0,754291	0,028649
0,82436	0,763741	0,060619	0,810171	0,014189	0,81065	0,738242	0,072408	0,777037	0,033613	0,79885	0,712742	0,086108	0,769848	0,029002
0,83723	0,776282	0,060948	0,822926	0,014304	0,82474	0,75216	0,07258	0,78625	0,03849	0,81398	0,728038	0,085942	0,785406	0,028574
0,8495	0,788822	0,060678	0,8356	0,0139	0,83815	0,766078	0,072072	0,796119	0,042031	0,82839	0,743334	0,085056	0,800865	0,027525
0,8612	0,801363	0,059837	0,848273	0,012927	0,85094	0,779997	0,070943	0,806733	0,044207	0,84212	0,758631	0,083489	0,816322	0,025798
0,87237	0,813903	0,058467	0,860863	0,011507	0,86313	0,793915	0,069215	0,818001	0,045129	0,85523	0,773927	0,081303	0,831679	0,023551
0,88305	0,826444	0,056606	0,873411	0,009639	0,87478	0,807834	0,066946	0,829967	0,044813	0,86774	0,789223	0,078517	0,846985	0,020755
0,78347	0,74825	0,03522	0,775396	0,008074	0,76586	0,721048	0,044812	0,757743	0,008117	0,75085	0,693846	0,057004	0,727431	0,023419
0,79547	0,758282	0,037188	0,785638	0,009832	0,77902	0,732182	0,046838	0,763307	0,015713	0,76494	0,706083	0,058857	0,739923	0,025017
0,81254	0,773331	0,039209	0,801016	0,011524	0,79773	0,748884	0,048846	0,772564	0,025166	0,78502	0,724438	0,060582	0,758681	0,026339
0,826	0,785871	0,040129	0,813787	0,012213	0,81247	0,762803	0,049667	0,78105	0,03142	0,80084	0,739735	0,061105	0,774258	0,026582
0,83881	0,798412	0,040398	0,826477	0,012333	0,82649	0,776721	0,049769	0,790191	0,036299	0,81589	0,755031	0,060859	0,789737	0,026153
0,85102	0,810952	0,040068	0,839166	0,011854	0,83984	0,79064	0,0492	0,800077	0,039763	0,83023	0,770327	0,059903	0,805214	0,025016
0,86267	0,823493	0,039177	0,851773	0,010897	0,85256	0,804558	0,048002	0,810618	0,041942	0,8439	0,785623	0,058277	0,820592	0,023308
0,8738	0,836033	0,037767	0,864338	0,009462	0,86471	0,818476	0,046234	0,821857	0,042853	0,85695	0,80092	0,05603	0,835918	0,021032
0,88443	0,848574	0,035856	0,8769	0,00753	0,87631	0,832395	0,043915	0,833839	0,042471	0,86941	0,816216	0,053194	0,85124	0,01817
0,78604	0,779787	0,006253	0,780568	0,005472	0,76873	0,75605	0,01268	0,763484	0,005246	0,75398	0,732314	0,021666	0,733739	0,020241
0,79794	0,78982	0,00812	0,790825	0,007115	0,78178	0,767185	0,014595	0,769064	0,012716	0,76797	0,744551	0,023419	0,74625	0,02172
0,8149	0,804868	0,010032	0,806162	0,008738	0,80036	0,783887	0,016473	0,778275	0,022085	0,78789	0,762906	0,024984	0,764957	0,022933
0,82826	0,817409	0,010851	0,818857	0,009403	0,81499	0,797805	0,017185	0,786677	0,028313	0,8036	0,778202	0,025398	0,780442	0,023158
0,84099	0,829949	0,011041	0,831552	0,009438	0,82892	0,811724	0,017196	0,795824	0,033096	0,81855	0,793499	0,025051	0,795927	0,022623

Завершення таблиці Д.4 – Значення коефіцієнтів стиснення газоводневих сумішей та абсолютних похибок, розрахованих за модифікованими рівняннями, за сталої температури та тиску від 9 до 11 МПа.

T=20°C														
P, МПа														
9					10					11				
K_AGA ₈	K_CO2	Δ	K_rho	Δ	K_AGA ₈	K_CO2	Δ	K_rho	Δ	K_AGA ₈	K_CO2	Δ	K_rho	Δ
0,85313	0,84249	0,01064	0,844165	0,008965	0,84218	0,825642	0,016538	0,805625	0,036555	0,83279	0,808795	0,023995	0,811312	0,021478
0,86471	0,85503	0,00968	0,856776	0,007934	0,85483	0,839561	0,015269	0,81617	0,03866	0,84638	0,824091	0,022289	0,826693	0,019687
0,87577	0,867571	0,008199	0,869303	0,006467	0,8669	0,853479	0,013421	0,827368	0,039532	0,85934	0,839387	0,019953	0,841974	0,017366
0,88634	0,880111	0,006229	0,881787	0,004553	0,87842	0,867397	0,011023	0,839263	0,039157	0,87172	0,854684	0,017036	0,857201	0,014519
0,7887	0,813571	-0,02487	0,786125	0,002575	0,7717	0,793546	-0,02185	0,769651	0,002049	0,75724	0,773521	-0,01628	0,740518	0,016722
0,80051	0,823603	-0,02309	0,796352	0,004158	0,78465	0,804681	-0,02003	0,775199	0,009451	0,77111	0,785758	-0,01465	0,752992	0,018118
0,81734	0,838652	-0,02131	0,811603	0,005737	0,80309	0,821383	-0,01829	0,784315	0,018775	0,79088	0,804114	-0,01323	0,771595	0,019285
0,83062	0,851192	-0,02057	0,824302	0,006318	0,81761	0,835301	-0,01769	0,79272	0,02489	0,80647	0,81941	-0,01294	0,787083	0,019387
0,84326	0,863733	-0,02047	0,836918	0,006342	0,83144	0,84922	-0,01778	0,801779	0,029661	0,82131	0,834706	-0,0134	0,802472	0,018838
0,85532	0,876273	-0,02095	0,849532	0,005788	0,84461	0,863138	-0,01853	0,811582	0,033028	0,83545	0,850003	-0,01455	0,817858	0,017592
0,86682	0,888814	-0,02199	0,862063	0,004757	0,85717	0,877056	-0,01989	0,822038	0,035132	0,84894	0,865299	-0,01636	0,833142	0,015798
0,87782	0,901354	-0,02353	0,87455	0,00327	0,86917	0,890975	-0,0218	0,833191	0,035979	0,86182	0,880595	-0,01878	0,848374	0,013446
0,88833	0,913895	-0,02556	0,887032	0,001298	0,88062	0,904893	-0,02427	0,845084	0,035536	0,87412	0,895891	-0,02177	0,863599	0,010521
0,79022	0,833452	-0,04323	0,789344	0,000876	0,7734	0,815612	-0,04221	0,773224	0,000176	0,7591	0,797771	-0,03867	0,744444	0,014656
0,80199	0,843484	-0,04149	0,799554	0,002436	0,7863	0,826746	-0,04045	0,778752	0,007548	0,77291	0,810008	-0,0371	0,756897	0,016013
0,81875	0,858533	-0,03978	0,814819	0,003931	0,80465	0,843448	-0,0388	0,787884	0,016766	0,79259	0,828364	-0,03577	0,775517	0,017073
0,83197	0,871073	-0,0391	0,827454	0,004516	0,81911	0,857367	-0,03826	0,796219	0,022891	0,80811	0,84366	-0,03555	0,790929	0,017181
0,84456	0,883614	-0,03905	0,840088	0,004472	0,83288	0,871285	-0,03841	0,805297	0,027583	0,82289	0,858956	-0,03607	0,806339	0,016551
0,85657	0,896154	-0,03958	0,852639	0,003931	0,846	0,885203	-0,0392	0,81503	0,03097	0,83697	0,874252	-0,03728	0,821647	0,015323
0,86804	0,908695	-0,04065	0,865185	0,002855	0,85852	0,899122	-0,0406	0,825504	0,033016	0,85041	0,889549	-0,03914	0,836951	0,013459
0,87899	0,921235	-0,04225	0,877649	0,001341	0,87046	0,91304	-0,04258	0,83663	0,03383	0,86324	0,904845	-0,0416	0,852153	0,011087
0,88946	0,933776	-0,04432	0,890067	-0,00061	0,88188	0,926959	-0,04508	0,848453	0,033427	0,87549	0,920141	-0,04465	0,8673	0,00819

Таблиця Д.5 – Значення коефіцієнтів стиснення газоводневих сумішей та абсолютних похибок, розрахованих за модифікованими рівняннями, за сталої температури та тиску 12 МПа.

T=20°C														
P, МПа														
12					12					12				
K_AGA ₈	K_CO2	Δ	K_rho	Δ	K_AGA ₈	K_CO2	Δ	K_rho	Δ	K_AGA ₈	K_CO2	Δ	K_rho	Δ
0,73631	0,63722	0,09909	0,698544	0,037766	0,83677	0,766689	0,070081	0,805001	0,031769	0,79732	0,803519	-0,0062	0,768474	0,028846
0,75115	0,650559	0,100591	0,712243	0,038907	0,85058	0,783363	0,067217	0,821708	0,028872	0,81299	0,820193	-0,0072	0,785249	0,027741
0,77235	0,670568	0,101782	0,732728	0,039622	0,86378	0,800037	0,063743	0,83841	0,02537	0,82793	0,836867	-0,00894	0,80202	0,02591
0,78911	0,687242	0,101868	0,749686	0,039424	0,74209	0,708577	0,033513	0,710325	0,031765	0,84221	0,853541	-0,01133	0,818682	0,023528
0,80508	0,703916	0,101164	0,766646	0,038434	0,75674	0,721916	0,034824	0,723962	0,032778	0,85584	0,870215	-0,01438	0,835285	0,020555
0,82031	0,72059	0,09972	0,783497	0,036813	0,77768	0,741925	0,035755	0,744355	0,033325	0,86886	0,886889	-0,01803	0,851882	0,016978
0,83484	0,737265	0,097575	0,800347	0,034493	0,79423	0,758599	0,035631	0,761235	0,032995	0,74759	0,779931	-0,03234	0,721994	0,025596
0,84872	0,753939	0,094781	0,817087	0,031633	0,81001	0,775273	0,034737	0,778114	0,031896	0,76206	0,79327	-0,03121	0,735569	0,026491
0,86198	0,770613	0,091367	0,833772	0,028208	0,82507	0,791947	0,033123	0,794885	0,030185	0,78274	0,813279	-0,03054	0,755866	0,026874
0,73873	0,666644	0,072086	0,703448	0,035282	0,83944	0,808622	0,030818	0,811652	0,027788	0,7991	0,829953	-0,03085	0,772666	0,026434
0,75349	0,679983	0,073507	0,717066	0,036424	0,85316	0,825296	0,027864	0,828309	0,024851	0,81469	0,846627	-0,03194	0,789464	0,025226
0,77458	0,699992	0,074588	0,737513	0,037067	0,86627	0,84197	0,0243	0,844908	0,021362	0,82958	0,863301	-0,03372	0,806151	0,023429
0,79125	0,716666	0,074584	0,754494	0,036756	0,74559	0,753497	-0,00791	0,717714	0,027876	0,84379	0,879976	-0,03619	0,822834	0,020956
0,80714	0,73334	0,0738	0,771366	0,035774	0,76012	0,766836	-0,00672	0,731312	0,028808	0,85737	0,89665	-0,03928	0,839405	0,017965
0,8223	0,750014	0,072286	0,788238	0,034062	0,7809	0,786845	-0,00594	0,75159	0,02931	0,87035	0,913324	-0,04297	0,855917	0,014433

ДОДАТОК Е

Таблиця Е.1 – Значення коефіцієнтів стиснення газоводневих сумішей та абсолютних похибок, розрахованих за модифікованими рівняннями для набору даних з додатку Б.

H ₂ , %	K (AGA8)	CO ₂ -mod	ρ-mod	Δ (AGA8- CO ₂ -mod)	Δ (AGA8- ρ-mod)
0	0,91231	0,9164	0,0051	0,0051	0,0051
0	0,90639	0,8900	0,0059	0,0059	0,0059
0	0,89675	0,8715	0,0097	0,0097	0,0097
0	0,9048	0,8931	0,0040	0,0040	0,0040
0	0,90713	0,8883	0,0108	0,0108	0,0108
0	0,91699	0,9175	0,0119	0,0119	0,0119
0	0,91517	0,9072	0,0124	0,0124	0,0124
0	0,92018	0,9152	0,0167	0,0167	0,0167
0	0,91298	0,9150	0,0064	0,0064	0,0064
0	0,90662	0,9162	0,0077	0,0077	0,0077
0	0,89659	0,8774	0,0022	0,0022	0,0022
0	0,91146	0,9011	0,0105	0,0105	0,0105
0	0,91133	0,9157	0,0043	0,0043	0,0043
0	0,905	0,9148	0,0023	0,0023	0,0023
0	0,90399	0,9140	0,0023	0,0023	0,0023
0	0,91094	0,9097	0,0054	0,0054	0,0054
0,5	0,91387	0,9178	0,0053	0,0053	0,0053
0,5	0,89048	0,8973	0,0003	0,0003	0,0003
0,5	0,9062	0,8855	0,0139	0,0139	0,0139
0,5	0,90857	0,8870	0,0133	0,0133	0,0133
0,5	0,89143	0,8881	0,0043	0,0043	0,0043
0,5	0,90251	0,9042	0,0008	0,0008	0,0008
0,5	0,92153	0,9063	0,0132	0,0132	0,0132
0,5	0,9117	0,8988	0,0127	0,0127	0,0127
0,5	0,92285	0,8902	0,0217	0,0217	0,0217
0,5	0,90838	0,9122	0,0102	0,0102	0,0102
0,5	0,91086	0,9202	0,0037	0,0037	0,0037
1	0,91512	0,9192	0,0052	0,0052	0,0052
1	0,90548	0,8864	0,0079	0,0079	0,0079
1	0,88921	0,8756	0,0004	0,0004	0,0004
1	0,91087	0,8830	0,0133	0,0133	0,0133
1	0,9156	0,9014	0,0113	0,0113	0,0113
1	0,91368	0,8922	0,0079	0,0079	0,0079
1	0,91122	0,9092	0,0080	0,0080	0,0080
1	0,91627	0,8814	0,0125	0,0125	0,0125
1	0,91133	0,9011	0,0055	0,0055	0,0055
1	0,91262	0,8907	0,0111	0,0111	0,0111
2	0,91794	0,9219	0,0054	0,0054	0,0054
2	0,91568	0,9123	0,0113	0,0113	0,0113

Продовження таблиці Е.1 – Значення коефіцієнтів стиснення газоводневих сумішей та абсолютних похибок, розрахованих за модифікованими рівняннями для набору даних з додатку Б.

H ₂ , %	K (AGA8)	CO ₂ -mod	ρ-mod	Δ (AGA8- CO ₂ -mod)	Δ (AGA8- ρ-mod)
2	0,91299	0,8886	0,0075	0,0075	0,0075
2	0,92121	0,9112	0,0133	0,0133	0,0133
2	0,91845	0,9161	0,0089	0,0089	0,0089
2	0,90963	0,8776	0,0091	0,0091	0,0091
2	0,9132	0,8979	0,0115	0,0115	0,0115
2	0,91728	0,9079	0,0077	0,0077	0,0077
2	0,91274	0,8874	0,0121	0,0121	0,0121
2	0,90955	0,8964	0,0052	0,0052	0,0052
2	0,91658	0,9198	0,0050	0,0050	0,0050
2	0,92424	0,9210	0,0156	0,0156	0,0156
2	0,89748	0,8827	0,0057	0,0057	0,0057
5	0,92518	0,9293	0,0051	0,0051	0,0051
5	0,92038	0,9233	0,0099	0,0099	0,0099
5	0,92359	0,9169	0,0097	0,0097	0,0097
5	0,9137	0,8964	0,0052	0,0052	0,0052
5	0,92025	0,9070	0,0085	0,0085	0,0085
5	0,90959	0,8849	0,0035	0,0035	0,0035
5	0,92113	0,8924	0,0145	0,0145	0,0145
5	0,92192	0,9150	0,0056	0,0056	0,0056
5	0,91753	0,9144	0,0072	0,0072	0,0072
5	0,92534	0,9137	0,0150	0,0150	0,0150
5	0,92151	0,9273	0,0045	0,0045	0,0045
5	0,92255	0,9144	0,0064	0,0064	0,0064
5	0,91188	0,8854	0,0059	0,0059	0,0059
7,5	0,93016	0,9353	0,0048	0,0048	0,0048
7,5	0,92344	0,8921	0,0143	0,0143	0,0143
7,5	0,92101	0,9148	0,0050	0,0050	0,0050
7,5	0,92583	0,9357	0,0030	0,0030	0,0030
7,5	0,91849	0,9188	0,0057	0,0057	0,0057
7,5	0,92229	0,8986	0,0091	0,0091	0,0091
7,5	0,90942	0,9051	0,0013	0,0013	0,0013
7,5	0,92855	0,9260	0,0081	0,0081	0,0081
7,5	0,92209	0,9230	0,0049	0,0049	0,0049
10	0,93573	0,9414	0,0040	0,0040	0,0040
10	0,92856	0,9006	0,0086	0,0086	0,0086
10	0,92305	0,9236	0,0059	0,0059	0,0059
10	0,93124	0,8994	0,0094	0,0094	0,0094
10	0,93031	0,9348	0,0028	0,0028	0,0028
10	0,93273	0,9369	0,0073	0,0073	0,0073
10	0,92464	0,9138	0,0041	0,0041	0,0041
10	0,92411	0,9112	0,0027	0,0027	0,0027

Завершення таблиці Е.1 – Значення коефіцієнтів стиснення газоводневих сумішей та абсолютних похибок, розрахованих за модифікованими рівняннями для набору даних з додатку Б.

H ₂ , %	K (AGA8)	CO ₂ -mod	ρ-mod	Δ (AGA8- CO ₂ -mod)	Δ (AGA8- ρ-mod)
10	0,92295	0,8944	0,0095	0,0095	0,0095
12,5	0,94098	0,9467	0,0035	0,0035	0,0035
12,5	0,94117	0,9454	0,0085	0,0085	0,0085
12,5	0,93895	0,9287	0,0061	0,0061	0,0061
12,5	0,93967	0,9370	0,0052	0,0052	0,0052
12,5	0,93549	0,9262	0,0033	0,0033	0,0033
12,5	0,9346	0,9452	0,0007	0,0007	0,0007
15	0,94558	0,9534	0,0022	0,0022	0,0022
15	0,9421	0,9531	0,0024	0,0024	0,0024
15	0,94129	0,9408	0,0107	0,0107	0,0107
15	0,93498	0,9536	0,0001	0,0001	0,0001
15	0,93796	0,9540	0,0018	0,0018	0,0018
15	0,93489	0,9230	0,0029	0,0029	0,0029
15	0,93427	0,9239	0,0013	0,0013	0,0013
15	0,94056	0,9437	0,0063	0,0063	0,0063
15	0,94055	0,9474	0,0047	0,0047	0,0047
15	0,9389	0,9228	0,0090	0,0090	0,0090
15	0,93896	0,9483	0,0008	0,0008	0,0008
17,5	0,94809	0,9586	0,0001	0,0001	0,0001
17,5	0,94593	0,9259	0,0073	0,0073	0,0073
17,5	0,94248	0,9558	0,0000	0,0000	0,0000
17,5	0,94871	0,9563	0,0086	0,0086	0,0086
17,5	0,93816	0,9551	-0,0014	-0,0014	-0,0014
17,5	0,948	0,9258	0,0072	0,0072	0,0072
17,5	0,94496	0,9558	0,0009	0,0009	0,0009
20	0,95507	0,9654	-0,0003	-0,0003	-0,0003
20	0,94776	0,9498	-0,0011	-0,0011	-0,0011
20	0,94412	0,9448	-0,0010	-0,0010	-0,0010
20	0,94534	0,9466	-0,0007	-0,0007	-0,0007
20	0,9488	0,9501	-0,0003	-0,0003	-0,0003
20	0,94546	0,9587	-0,0015	-0,0015	-0,0015
20	0,95001	0,9588	0,0015	0,0015	0,0015
20	0,95167	0,9575	-0,0001	-0,0001	-0,0001
20	0,95323	0,9608	0,0001	0,0001	0,0001
20	0,95039	0,9542	0,0030	0,0030	0,0030
min	0,8892	0,8715	-0,0015	-0,0015	-0,0015
max	0,9551	0,9654	0,0217	0,0217	0,0217
delta	0,0659	0,0940	0,0232	0,0232	0,0232
			Error, %	35,24	81,31

ДОДАТОК Є

Таблиця Є.1 – Значення коефіцієнтів стиснення газоводневих сумішей та абсолютних похибок, розрахованих за модифікованими рівняннями та ШНМ.

№	H ₂ , %	P, МПа	T, °C	K (AGA8)	K			Δ (AGA8 CO ₂ - mod)	Δ (AGA8 ρ-mod)	Δ (AGA8 ШНМ)
					CO ₂ - mod	ρ-mod	ШНМ			
1	0	4,2	20	0,87787	0,879523	0,886026	0,890179	-0,00165	-0,00816	-0,01231
2	0	4,2	20	0,89210	0,91373	0,896058	0,892475	-0,02163	-0,00396	-0,00038
3	0	4,2	20	0,89287	0,913675	0,896398	0,892475	-0,02080	-0,00353	0,00039
4	0	4,2	20	0,89499	0,918259	0,898884	0,892793	-0,02327	-0,00389	0,00220
5	0	4,2	20	0,87791	0,874415	0,884066	0,889851	0,00350	-0,00616	-0,01194
6	2	4,2	20	0,88387	0,885056	0,891112	0,894742	-0,00119	-0,00724	-0,01087
7	2	4,2	20	0,89742	0,918579	0,900889	0,897177	-0,02116	-0,00347	0,00024
8	0	4,2	20	0,88196	0,876675	0,886821	0,88999	0,00529	-0,00486	-0,00803
9	2	4,2	20	0,89815	0,918524	0,901221	0,897177	-0,02037	-0,00307	0,00097
10	0	4,2	20	0,89556	0,905015	0,897368	0,891879	-0,00945	-0,00181	0,00368
11	2	4,2	20	0,90017	0,923016	0,903644	0,897515	-0,02285	-0,00347	0,00265
12	0	4,2	20	0,89976	0,917442	0,900634	0,892743	-0,01768	-0,00087	0,00702
13	2	4,2	20	0,88390	0,880049	0,889201	0,894384	0,00385	-0,00530	-0,01048
14	0	4,2	20	0,90088	0,912846	0,901179	0,892415	-0,01197	-0,00030	0,00846
15	2	4,2	20	0,88775	0,882264	0,891886	0,894543	0,00549	-0,00414	-0,00679
16	2	4,2	20	0,90070	0,910037	0,902166	0,896551	-0,00934	-0,00147	0,00415
17	0	4,2	20	0,90303	0,914925	0,901994	0,892565	-0,01190	0,00104	0,01047
18	5	4,2	20	0,89252	0,893355	0,898714	0,902227	-0,00083	-0,00619	-0,00971
19	5	4,2	20	0,90511	0,925852	0,908113	0,904752	-0,02074	-0,00300	0,00036
20	2	4,2	20	0,90471	0,922216	0,90535	0,897455	-0,01751	-0,00064	0,00725
21	0	4,2	20	0,89323	0,887532	0,893375	0,890706	0,00570	-0,00015	0,00252
22	5	4,2	20	0,90579	0,925799	0,908432	0,904752	-0,02001	-0,00264	0,00104
23	5	4,2	20	0,90766	0,930153	0,910762	0,9051	-0,02249	-0,00310	0,00256
24	0	4,2	20	0,89881	0,897428	0,897546	0,891362	0,00138	0,00126	0,00745
25	0	4,2	20	0,90399	0,913987	0,901723	0,892495	-0,01000	0,00227	0,01150
26	0	4,2	20	0,90638	0,915627	0,904652	0,892614	-0,00925	0,00173	0,01377
27	0	4,2	20	0,90500	0,914822	0,90268	0,892555	-0,00982	0,00232	0,01245
28	0	4,2	20	0,90446	0,912595	0,902154	0,892405	-0,00814	0,00231	0,01205
29	2	4,2	20	0,90577	0,917713	0,905881	0,897117	-0,01194	-0,00011	0,00865
30	0	4,2	20	0,90711	0,915793	0,905017	0,892624	-0,00868	0,00209	0,01449
31	0	4,2	20	0,89741	0,886009	0,896705	0,890606	0,01140	0,00070	0,00680
32	0	4,2	20	0,89143	0,878819	0,89048	0,890129	0,01261	0,00095	0,00130
33	0	4,2	20	0,90500	0,91309	0,902489	0,892435	-0,00809	0,00251	0,01256
34	0	4,2	20	0,90748	0,91574	0,905207	0,892624	-0,00826	0,00227	0,01486
35	0	4,2	20	0,90767	0,915879	0,905302	0,892634	-0,00821	0,00237	0,01504
36	5	4,2	20	0,89255	0,888502	0,896877	0,901859	0,00405	-0,00433	-0,00931
37	2	4,2	20	0,90783	0,91975	0,906676	0,897267	-0,01192	0,00115	0,01056
38	0	4,2	20	0,90664	0,913866	0,90354	0,892485	-0,00723	0,00310	0,01415
39	5	4,2	20	0,89611	0,890649	0,899458	0,902018	0,00546	-0,00335	-0,00591
40	2	4,2	20	0,89847	0,892905	0,898275	0,895298	0,00557	0,00020	0,00317

Продовження таблиці Є.1 – Значення коефіцієнтів стиснення газоводневих сумішей та абсолютних похибок, розрахованих за модифікованими рівняннями та ШНМ.

№	H ₂ , %	P, МПа	T, °C	K (AGA8)	K			Δ (AGA8 CO ₂ -mod)	Δ (AGA8 ρ-mod)	Δ (AGA8 ШНМ)
					CO ₂ -mod	ρ-mod	ШНМ			
41	0	4,2	20	0,90838	0,91458	0,905191	0,892535	-0,00620	0,00319	0,01585
42	0	4,2	20	0,90676	0,913434	0,902999	0,892455	-0,00667	0,00376	0,01430
43	5	4,2	20	0,90815	0,917572	0,909341	0,904106	-0,00942	-0,00119	0,00404
44	2	4,2	20	0,90379	0,902602	0,90234	0,896004	0,00119	0,00145	0,00779
45	2	4,2	20	0,90874	0,91883	0,906406	0,897197	-0,01009	0,00233	0,01154
46	2	4,2	20	0,91102	0,920437	0,909266	0,897316	-0,00942	0,00175	0,01370
47	2	4,2	20	0,90971	0,919649	0,907343	0,897257	-0,00994	0,00237	0,01245
48	2	4,2	20	0,90919	0,917466	0,906837	0,897098	-0,00828	0,00235	0,01209
49	2	4,2	20	0,91172	0,9206	0,909638	0,897336	-0,00888	0,00208	0,01438
50	5	4,2	20	0,91188	0,929377	0,912402	0,90503	-0,01750	-0,00052	0,00685
51	0	4,2	20	0,90657	0,904023	0,902919	0,891809	0,00255	0,00365	0,01476
52	2	4,2	20	0,90245	0,891412	0,90152	0,895189	0,01104	0,00093	0,00726
53	2	4,2	20	0,89676	0,884365	0,895452	0,894692	0,01239	0,00131	0,00207
54	2	4,2	20	0,90970	0,917952	0,907156	0,897137	-0,00825	0,00254	0,01256
55	2	4,2	20	0,91207	0,920548	0,909806	0,897326	-0,00848	0,00226	0,01474
56	2	4,2	20	0,91225	0,920684	0,909899	0,897336	-0,00843	0,00235	0,01491
57	0	4,2	20	0,91108	0,915763	0,907009	0,892624	-0,00468	0,00407	0,01846
58	0	4,2	20	0,91133	0,915746	0,907072	0,892624	-0,00442	0,00426	0,01871
59	0	4,2	20	0,91133	0,915777	0,907056	0,892624	-0,00445	0,00427	0,01871
60	0	4,2	20	0,91150	0,915953	0,907103	0,892634	-0,00445	0,00440	0,01887
61	0	4,2	20	0,91164	0,915927	0,907198	0,892634	-0,00429	0,00444	0,01901
62	0	4,2	20	0,91165	0,915857	0,907229	0,892624	-0,00421	0,00442	0,01903
63	0	4,2	20	0,91049	0,915974	0,905571	0,892634	-0,00548	0,00492	0,01786
64	0	4,2	20	0,91185	0,916063	0,907292	0,892644	-0,00421	0,00456	0,01921
65	0	4,2	20	0,90806	0,906218	0,90362	0,891958	0,00184	0,00444	0,01610
66	0	4,2	20	0,91184	0,91598	0,907245	0,892634	-0,00414	0,00459	0,01921
67	2	4,2	20	0,91127	0,918712	0,908184	0,897187	-0,00744	0,00309	0,01408
68	0	4,2	20	0,91231	0,916403	0,907214	0,892664	-0,00409	0,00510	0,01965
69	5	4,2	20	0,91286	0,925012	0,912912	0,904692	-0,01215	-0,00005	0,00817
70	0	4,2	20	0,90600	0,894932	0,900811	0,891193	0,01107	0,00519	0,01481
71	2	4,2	20	0,91293	0,919411	0,909787	0,897247	-0,00648	0,00314	0,01568
72	2	4,2	20	0,91138	0,918288	0,907655	0,897157	-0,00691	0,00372	0,01422
73	0	4,2	20	0,91130	0,911784	0,906141	0,892346	-0,00048	0,00516	0,01895
74	5	4,2	20	0,91478	0,926987	0,913677	0,904841	-0,01221	0,00110	0,00994
75	0	4,2	20	0,91094	0,909747	0,905571	0,892207	0,00119	0,00537	0,01873
76	0	4,2	20	0,91092	0,90969	0,905508	0,892197	0,00123	0,00541	0,01872
77	0	4,2	20	0,91080	0,908902	0,905302	0,892147	0,00190	0,00550	0,01865
78	10	4,2	20	0,90609	0,907186	0,911313	0,915458	-0,00110	-0,00522	-0,00937
79	0	4,2	20	0,91424	0,916792	0,908425	0,892694	-0,00255	0,00582	0,02155
80	2	4,2	20	0,91119	0,909066	0,907578	0,896471	0,00212	0,00361	0,01472

Продовження таблиці Є.1 – Значення коефіцієнтів стиснення газоводневих сумішей та абсолютних похибок, розрахованих за модифікованими рівняннями та ШНМ.

№	H ₂ , %	P, МПа	T, °C	K (AGA8)	K			Δ (AGA8 CO ₂ -mod)	Δ (AGA8 ρ-mod)	Δ (AGA8 ШНМ)
					CO ₂ -mod	ρ-mod	ШНМ			
81	10	4,2	20	0,91722	0,937973	0,920091	0,917844	-0,02075	-0,00287	-0,00062
82	5	4,2	20	0,90607	0,900964	0,9056	0,902814	0,00511	0,00047	0,00326
83	2	4,2	20	0,91550	0,920571	0,911568	0,897326	-0,00507	0,00393	0,01817
84	2	4,2	20	0,91574	0,920555	0,911642	0,897326	-0,00481	0,00410	0,01841
85	2	4,2	20	0,91574	0,920584	0,911624	0,897326	-0,00484	0,00412	0,01841
86	10	4,2	20	0,91782	0,937923	0,920388	0,917834	-0,02010	-0,00257	-0,00001
87	2	4,2	20	0,91590	0,920757	0,911661	0,897346	-0,00486	0,00424	0,01855
88	5	4,2	20	0,91101	0,910364	0,909508	0,903539	0,00065	0,00150	0,00747
89	2	4,2	20	0,91603	0,920732	0,911753	0,897346	-0,00470	0,00428	0,01868
90	2	4,2	20	0,91604	0,920663	0,911772	0,897336	-0,00462	0,00427	0,01870
91	5	4,2	20	0,91562	0,926095	0,913417	0,904772	-0,01048	0,00220	0,01085
92	2	4,2	20	0,91494	0,920778	0,910163	0,897346	-0,00584	0,00478	0,01759
93	2	4,2	20	0,91624	0,920865	0,911846	0,897356	-0,00462	0,00439	0,01888
94	2	4,2	20	0,91261	0,911217	0,908278	0,89663	0,00139	0,00433	0,01598
95	2	4,2	20	0,91622	0,920783	0,911809	0,897346	-0,00456	0,00441	0,01887
96	5	4,2	20	0,91775	0,927653	0,916167	0,904901	-0,00990	0,00158	0,01285
97	0	4,2	20	0,91534	0,916146	0,908864	0,892644	-0,00081	0,00648	0,02270
98	10	4,2	20	0,91946	0,942048	0,922564	0,918162	-0,02259	-0,00310	0,00130
99	5	4,2	20	0,91652	0,926889	0,914318	0,904841	-0,01037	0,00220	0,01168
100	5	4,2	20	0,91605	0,924773	0,913832	0,904672	-0,00872	0,00222	0,01138
101	2	4,2	20	0,91667	0,921198	0,911763	0,897376	-0,00453	0,00491	0,01929
102	0	4,2	20	0,90620	0,890916	0,899913	0,890924	0,01528	0,00629	0,01528
103	5	4,2	20	0,9184	0,927811	0,916525	0,904911	-0,00941	0,00188	0,01349
104	0	4,2	20	0,91283	0,918174	0,904319	0,892793	-0,00534	0,00851	0,02004
105	2	4,2	20	0,91065	0,900157	0,905522	0,895825	0,01049	0,00513	0,01482
106	5	4,2	20	0,90976	0,899517	0,90872	0,902704	0,01024	0,00104	0,00706
107	5	4,2	20	0,90447	0,892686	0,902886	0,902177	0,01178	0,00158	0,00229
108	5	4,2	20	0,91652	0,925243	0,914138	0,904702	-0,00872	0,00238	0,01182
109	5	4,2	20	0,91872	0,927761	0,916686	0,904901	-0,00904	0,00203	0,01382
110	5	4,2	20	0,91889	0,927893	0,916775	0,904921	-0,00900	0,00211	0,01397
111	2	4,2	20	0,91571	0,916671	0,910716	0,897038	-0,00096	0,00499	0,01867
112	2	4,2	20	0,91536	0,914675	0,910159	0,896889	0,00069	0,00520	0,01847
113	2	4,2	20	0,91535	0,914619	0,910103	0,896889	0,00073	0,00525	0,01846
114	10	4,2	20	0,90611	0,902589	0,909599	0,9151	0,00352	-0,00349	-0,00899
115	2	4,2	20	0,91523	0,913847	0,909899	0,896829	0,00138	0,00533	0,01840
116	0	4,2	20	0,9172	0,916257	0,90982	0,892654	0,00094	0,00738	0,02455
117	5	4,2	20	0,91797	0,92598	0,915127	0,904762	-0,00801	0,00284	0,01321
118	2	4,2	20	0,91852	0,921579	0,912944	0,897406	-0,00306	0,00558	0,02111
119	5	4,2	20	0,91952	0,926658	0,916668	0,904822	-0,00714	0,00285	0,01470
120	5	4,2	20	0,91808	0,92557	0,914618	0,904732	-0,00749	0,00346	0,01335

Продовження таблиці Є.1 – Значення коефіцієнтів стиснення газоводневих сумішей та абсолютних похибок, розрахованих за модифікованими рівняннями та ШНМ.

№	H ₂ , %	P, МПа	T, °C	K (AGA8)	K			Δ (AGA8 CO ₂ -mod)	Δ (AGA8 ρ-mod)	Δ (AGA8 ШНМ)
					CO ₂ -mod	ρ-mod	ШНМ			
121	10	4,2	20	0,90925	0,904622	0,912009	0,915259	0,00463	-0,00276	-0,00601
122	0	4,2	20	0,91617	0,915649	0,907497	0,892614	0,00052	0,00867	0,02356
123	10	4,2	20	0,91989	0,930129	0,921237	0,917238	-0,01024	-0,00135	0,00265
124	2	4,2	20	0,91956	0,920946	0,913373	0,897356	-0,00139	0,00619	0,02220
125	2	4,2	20	0,91083	0,896221	0,904647	0,895537	0,01461	0,00618	0,01529
126	2	4,2	20	0,91718	0,922934	0,908942	0,897505	-0,00575	0,00824	0,01967
127	5	4,2	20	0,9179	0,91663	0,914544	0,904026	0,00127	0,00336	0,01387
128	0	4,2	20	0,90291	0,86836	0,89575	0,889463	0,03455	0,00716	0,01345
129	5	4,2	20	0,92191	0,927783	0,918381	0,904911	-0,00587	0,00353	0,01700
130	10	4,2	20	0,92318	0,941313	0,924096	0,918102	-0,01813	-0,00092	0,00508
131	5	4,2	20	0,92214	0,927767	0,918452	0,904911	-0,00563	0,00369	0,01723
132	5	4,2	20	0,92214	0,927796	0,918434	0,904911	-0,00566	0,00371	0,01723
133	5	4,2	20	0,92229	0,927964	0,918469	0,904921	-0,00567	0,00382	0,01737
134	5	4,2	20	0,92241	0,927939	0,918558	0,904921	-0,00553	0,00385	0,01749
135	5	4,2	20	0,92242	0,927872	0,918576	0,904911	-0,00545	0,00384	0,01751
136	5	4,2	20	0,92139	0,927983	0,917029	0,904921	-0,00659	0,00436	0,01647
137	5	4,2	20	0,9226	0,928067	0,918647	0,904931	-0,00547	0,00395	0,01767
138	5	4,2	20	0,91922	0,918715	0,915217	0,904195	0,00051	0,00400	0,01502
139	5	4,2	20	0,92259	0,927988	0,918612	0,904921	-0,00540	0,00398	0,01767
140	2	4,2	20	0,92134	0,921055	0,914304	0,897366	0,00028	0,00704	0,02397
141	5	4,2	20	0,92301	0,928391	0,918568	0,904951	-0,00538	0,00444	0,01806
142	5	4,2	20	0,91739	0,907993	0,912567	0,90336	0,00940	0,00482	0,01403
143	0	4,2	20	0,92209	0,918305	0,912827	0,892803	0,00379	0,00926	0,02929
144	10	4,2	20	0,92404	0,937177	0,924573	0,917784	-0,01314	-0,00053	0,00626
145	5	4,2	20	0,9221	0,924002	0,917561	0,904613	-0,00190	0,00454	0,01749
146	2	4,2	20	0,92036	0,920459	0,91204	0,897326	-0,00010	0,00832	0,02303
147	5	4,2	20	0,92178	0,922067	0,917025	0,904454	-0,00029	0,00475	0,01733
148	5	4,2	20	0,92177	0,922013	0,916972	0,904454	-0,00024	0,00480	0,01732
149	5	4,2	20	0,92165	0,921264	0,916775	0,904394	0,00039	0,00487	0,01726
150	10	4,2	20	0,92574	0,939048	0,925286	0,917924	-0,01331	0,00045	0,00782
151	5	4,2	20	0,92473	0,92876	0,919703	0,904981	-0,00403	0,00503	0,01975
152	2	4,2	20	0,90769	0,874116	0,900589	0,893976	0,03357	0,00710	0,01371
153	10	4,2	20	0,91802	0,914395	0,917743	0,916015	0,00363	0,00028	0,00201
154	15	4,2	20	0,91868	0,921018	0,923822	0,927934	-0,00234	-0,00514	-0,00925
155	0	4,2	20	0,91057	0,892667	0,898223	0,891044	0,01790	0,01235	0,01953
156	15	4,2	20	0,92849	0,950094	0,931987	0,929942	-0,02160	-0,00350	-0,00145
157	5	4,2	20	0,9257	0,928146	0,920115	0,904941	-0,00245	0,00558	0,02076
158	10	4,2	20	0,9224	0,9233	0,921393	0,916701	-0,00090	0,00101	0,00570
159	10	4,2	20	0,92649	0,938204	0,925044	0,917864	-0,01171	0,00145	0,00863
160	10	4,2	20	0,92837	0,939679	0,927612	0,917973	-0,01131	0,00076	0,01040

Продовження таблиці Є.1 – Значення коефіцієнтів стиснення газоводневих сумішей та абсолютних похибок, розрахованих за модифікованими рівняннями та ШНМ.

№	H ₂ , %	P, МПа	T, °C	K (AGA8)	K			Δ (AGA8 CO ₂ -mod)	Δ (AGA8 ρ-mod)	Δ (AGA8 ШНМ)
					CO ₂ -mod	ρ-mod	ШНМ			
161	5	4,2	20	0,91756	0,904178	0,911726	0,903062	0,01338	0,00583	0,01450
162	15	4,2	20	0,92902	0,950047	0,932264	0,929932	-0,02103	-0,00324	-0,00091
163	5	4,2	20	0,92349	0,930073	0,915855	0,90509	-0,00658	0,00763	0,01840
164	10	4,2	20	0,92729	0,938956	0,925885	0,917924	-0,01167	0,00140	0,00937
165	2	4,2	20	0,92602	0,923062	0,917235	0,897515	0,00296	0,00878	0,02850
166	10	4,2	20	0,92687	0,936951	0,925431	0,917764	-0,01008	0,00144	0,00911
167	10	4,2	20	0,92895	0,939829	0,927947	0,917983	-0,01088	0,00100	0,01097
168	15	4,2	20	0,93046	0,953943	0,934288	0,9302	-0,02348	-0,00383	0,00026
169	10	4,2	20	0,92128	0,913024	0,920657	0,915906	0,00826	0,00062	0,00537
170	10	4,2	20	0,91661	0,906552	0,91521	0,915409	0,01006	0,00140	0,00120
171	10	4,2	20	0,92728	0,937397	0,925717	0,917794	-0,01012	0,00156	0,00949
172	10	4,2	20	0,92923	0,939782	0,928097	0,917983	-0,01055	0,00113	0,01125
173	10	4,2	20	0,92938	0,939906	0,92818	0,917993	-0,01053	0,00120	0,01139
174	5	4,2	20	0,92735	0,928252	0,921011	0,904941	-0,00090	0,00634	0,02241
175	10	4,2	20	0,92857	0,938095	0,926641	0,917854	-0,00952	0,00193	0,01072
176	15	4,2	20	0,91869	0,916676	0,922227	0,927636	0,00201	-0,00354	-0,00895
177	2	4,2	20	0,91501	0,897937	0,903	0,895666	0,01707	0,01201	0,01934
178	10	4,2	20	0,92994	0,938737	0,92808	0,917904	-0,00880	0,00186	0,01204
179	5	4,2	20	0,92644	0,927674	0,918834	0,904901	-0,00123	0,00761	0,02154
180	10	4,2	20	0,92866	0,937706	0,926166	0,917824	-0,00905	0,00249	0,01084
181	15	4,2	20	0,92144	0,918596	0,924469	0,927765	0,00284	-0,00303	-0,00632
182	15	4,2	20	0,93082	0,942686	0,933054	0,929435	-0,01187	-0,00223	0,00139
183	5	4,2	20	0,91461	0,88275	0,907825	0,901422	0,03186	0,00679	0,01319
184	10	4,2	20	0,92849	0,929236	0,926096	0,917168	-0,00075	0,00239	0,01132
185	0	4,2	20	0,92576	0,918336	0,912082	0,892803	0,00742	0,01368	0,03296
186	10	4,2	20	0,93205	0,939802	0,92968	0,917983	-0,00775	0,00237	0,01407
187	10	4,2	20	0,93225	0,939787	0,929746	0,917983	-0,00754	0,00250	0,01427
188	10	4,2	20	0,93225	0,939815	0,92973	0,917983	-0,00756	0,00252	0,01427
189	10	4,2	20	0,93239	0,939974	0,929763	0,917993	-0,00758	0,00263	0,01440
190	10	4,2	20	0,93249	0,93995	0,929846	0,917993	-0,00746	0,00264	0,01450
191	10	4,2	20	0,9325	0,939887	0,929863	0,917993	-0,00739	0,00264	0,01451
192	15	4,2	20	0,93373	0,953249	0,935714	0,930151	-0,01952	-0,00198	0,00358
193	10	4,2	20	0,93159	0,939992	0,928417	0,918003	-0,00840	0,00317	0,01359
194	10	4,2	20	0,93266	0,940072	0,929929	0,918003	-0,00741	0,00273	0,01466
195	10	4,2	20	0,92966	0,931212	0,926725	0,917317	-0,00155	0,00294	0,01234
196	10	4,2	20	0,93265	0,939997	0,929896	0,918003	-0,00735	0,00275	0,01465
197	5	4,2	20	0,93171	0,930197	0,92383	0,9051	0,00151	0,00788	0,02661
198	10	4,2	20	0,93302	0,940378	0,929855	0,918033	-0,00736	0,00316	0,01499
199	10	4,2	20	0,92803	0,921055	0,92425	0,916532	0,00698	0,00378	0,01150
200	10	4,2	20	0,93222	0,936221	0,928914	0,917705	-0,00400	0,00331	0,01452

Продовження таблиці Є.1 – Значення коефіцієнтів стиснення газоводневих сумішей та абсолютних похибок, розрахованих за модифікованими рівняннями та ШНМ.

№	H ₂ , %	P, МПа	T, °C	K (AGA8)	K			Δ (AGA8 CO ₂ -mod)	Δ (AGA8 ρ-mod)	Δ (AGA8 ШНМ)
					CO ₂ -mod	ρ-mod	ШНМ			
201	10	4,2	20	0,93193	0,934387	0,928414	0,917566	-0,00246	0,00352	0,01436
202	15	4,2	20	0,93447	0,949343	0,936157	0,929892	-0,01487	-0,00169	0,00458
203	10	4,2	20	0,93192	0,934336	0,928364	0,917566	-0,00242	0,00356	0,01435
204	10	4,2	20	0,93182	0,933627	0,92818	0,917506	-0,00181	0,00364	0,01431
205	10	4,2	20	0,93455	0,940728	0,930916	0,918053	-0,00618	0,00363	0,01650
206	2	4,2	20	0,92952	0,923093	0,916509	0,897515	0,00643	0,01301	0,03200
207	15	4,2	20	0,93598	0,95111	0,936821	0,930012	-0,01513	-0,00084	0,00597
208	5	4,2	20	0,92146	0,905842	0,910143	0,903191	0,01562	0,01132	0,01827
209	15	4,2	20	0,92915	0,927826	0,929804	0,928411	0,00132	-0,00065	0,00074
210	10	4,2	20	0,93541	0,940147	0,9313	0,918013	-0,00474	0,00411	0,01740
211	10	4,2	20	0,92817	0,91744	0,923464	0,916253	0,01073	0,00471	0,01192
212	10	4,2	20	0,93346	0,941972	0,927321	0,918152	-0,00851	0,00614	0,01531
213	20	4,2	20	0,93036	0,934849	0,936236	0,938451	-0,00449	-0,00588	-0,00809
214	15	4,2	20	0,93302	0,936237	0,933199	0,928988	-0,00322	-0,00018	0,00403
215	15	4,2	20	0,93664	0,950312	0,936596	0,929952	-0,01367	0,00004	0,00669
216	15	4,2	20	0,9383	0,951706	0,938985	0,930051	-0,01341	-0,00069	0,00825
217	20	4,2	20	0,93899	0,962215	0,9438	0,939992	-0,02323	-0,00481	-0,00100
218	15	4,2	20	0,93735	0,951022	0,937378	0,930002	-0,01367	-0,00003	0,00735
219	15	4,2	20	0,93697	0,949129	0,936956	0,929872	-0,01216	0,00001	0,00710
220	15	4,2	20	0,93881	0,951847	0,939296	0,930061	-0,01304	-0,00049	0,00875
221	20	4,2	20	0,93945	0,962171	0,944056	0,939992	-0,02272	-0,00461	-0,00054
222	15	4,2	20	0,93202	0,926531	0,932514	0,928322	0,00549	-0,00049	0,00370
223	15	4,2	20	0,92791	0,920419	0,927446	0,927894	0,00749	0,00046	0,00002
224	15	4,2	20	0,93734	0,94955	0,937222	0,929902	-0,01221	0,00012	0,00744
225	15	4,2	20	0,93906	0,951802	0,939436	0,930051	-0,01274	-0,00038	0,00901
226	10	4,2	20	0,93688	0,940247	0,932137	0,918023	-0,00337	0,00474	0,01886
227	15	4,2	20	0,93919	0,95192	0,939514	0,930061	-0,01273	-0,00032	0,00913
228	20	4,2	20	0,9407	0,965838	0,945931	0,940191	-0,02514	-0,00523	0,00051
229	15	4,2	20	0,93847	0,950209	0,938081	0,929942	-0,01174	0,00039	0,00853
230	10	4,2	20	0,93607	0,939699	0,930103	0,917973	-0,00363	0,00597	0,01810
231	15	4,2	20	0,93968	0,950816	0,939421	0,929992	-0,01114	0,00026	0,00969
232	15	4,2	20	0,93856	0,949842	0,937639	0,929922	-0,01128	0,00092	0,00864
233	20	4,2	20	0,93037	0,930763	0,934759	0,938213	-0,00039	-0,00439	-0,00784
234	5	4,2	20	0,93499	0,930227	0,923131	0,9051	0,00476	0,01186	0,02989
235	10	4,2	20	0,92554	0,89714	0,919821	0,914673	0,02840	0,00572	0,01087
236	20	4,2	20	0,93277	0,93257	0,936836	0,938322	0,00020	-0,00407	-0,00555
237	15	4,2	20	0,93838	0,941843	0,937574	0,929375	-0,00346	0,00081	0,00900
238	15	4,2	20	0,94154	0,951822	0,940909	0,930061	-0,01028	0,00063	0,01148
239	20	4,2	20	0,94101	0,955243	0,944788	0,939604	-0,01423	-0,00378	0,00141
240	15	4,2	20	0,94171	0,951808	0,940971	0,930051	-0,01010	0,00074	0,01166

Продовження таблиці Є.1 – Значення коефіцієнтів стиснення газоводневих сумішей та абсолютних похибок, розрахованих за модифікованими рівняннями та ШНМ.

№	H ₂ , %	P, МПа	T, °C	K (AGA8)	K			Δ (AGA8 CO ₂ -mod)	Δ (AGA8 ρ-mod)	Δ (AGA8 ШНМ)
					CO ₂ -mod	ρ-mod	ШНМ			
241	15	4,2	20	0,94171	0,951833	0,940955	0,930061	-0,01012	0,00075	0,01165
242	15	4,2	20	0,94183	0,951984	0,940986	0,930071	-0,01015	0,00084	0,01176
243	15	4,2	20	0,94192	0,951961	0,941064	0,930061	-0,01004	0,00086	0,01186
244	15	4,2	20	0,94193	0,951901	0,941079	0,930061	-0,00997	0,00085	0,01187
245	15	4,2	20	0,94114	0,952001	0,939734	0,930071	-0,01086	0,00141	0,01107
246	15	4,2	20	0,94207	0,952077	0,941141	0,930071	-0,01001	0,00093	0,01200
247	15	4,2	20	0,93942	0,943709	0,938159	0,929505	-0,00429	0,00126	0,00992
248	15	4,2	20	0,94206	0,952006	0,94111	0,930071	-0,00995	0,00095	0,01199
249	10	4,2	20	0,94075	0,94209	0,93477	0,918162	-0,00134	0,00598	0,02259
250	20	4,2	20	0,94357	0,965184	0,947252	0,940161	-0,02161	-0,00368	0,00341
251	15	4,2	20	0,9424	0,952366	0,941072	0,930091	-0,00997	0,00133	0,01231
252	15	4,2	20	0,93797	0,934116	0,935857	0,928848	0,00385	0,00211	0,00912
253	15	4,2	20	0,94168	0,948439	0,940197	0,929823	-0,00676	0,00148	0,01186
254	15	4,2	20	0,94143	0,946708	0,939731	0,929703	-0,00528	0,00170	0,01173
255	15	4,2	20	0,94142	0,94666	0,939685	0,929703	-0,00524	0,00174	0,01172
256	15	4,2	20	0,94133	0,945989	0,939514	0,929664	-0,00466	0,00182	0,01167
257	10	4,2	20	0,93164	0,919016	0,921986	0,916373	0,01262	0,00965	0,01527
258	20	4,2	20	0,9442	0,961508	0,947663	0,939952	-0,01731	-0,00346	0,00425
259	15	4,2	20	0,94374	0,952697	0,942059	0,930111	-0,00896	0,00168	0,01363
260	20	4,2	20	0,94554	0,963171	0,948278	0,940052	-0,01763	-0,00274	0,00549
261	15	4,2	20	0,9445	0,952147	0,942417	0,930081	-0,00765	0,00208	0,01442
262	15	4,2	20	0,93809	0,930702	0,935126	0,92861	0,00739	0,00296	0,00948
263	20	4,2	20	0,93953	0,941257	0,941777	0,938819	-0,00173	-0,00225	0,00071
264	15	4,2	20	0,94281	0,953871	0,938714	0,9302	-0,01106	0,00410	0,01261
265	20	4,2	20	0,94293	0,949173	0,944922	0,939266	-0,00624	-0,00199	0,00366
266	20	4,2	20	0,94612	0,96242	0,948069	0,940002	-0,01630	-0,00195	0,00612
267	20	4,2	20	0,94758	0,963732	0,950283	0,940082	-0,01615	-0,00270	0,00750
268	20	4,2	20	0,94674	0,963089	0,948794	0,940042	-0,01635	-0,00205	0,00670
269	15	4,2	20	0,9458	0,952242	0,943195	0,930081	-0,00644	0,00260	0,01572
270	20	4,2	20	0,94641	0,961307	0,948403	0,939942	-0,01490	-0,00199	0,00647
271	20	4,2	20	0,94802	0,963865	0,950571	0,940082	-0,01584	-0,00255	0,00794
272	20	4,2	20	0,94204	0,940038	0,944288	0,93875	0,00200	-0,00225	0,00329
273	20	4,2	20	0,93843	0,934286	0,939594	0,938412	0,00414	-0,00116	0,00002
274	20	4,2	20	0,94673	0,961703	0,948649	0,939962	-0,01497	-0,00192	0,00677
275	20	4,2	20	0,94824	0,963823	0,950701	0,940082	-0,01558	-0,00246	0,00816
276	20	4,2	20	0,94835	0,963934	0,950773	0,940092	-0,01558	-0,00242	0,00826
277	15	4,2	20	0,94509	0,951724	0,941303	0,930051	-0,00663	0,00379	0,01504
278	20	4,2	20	0,94772	0,962324	0,949446	0,940002	-0,01460	-0,00173	0,00772
279	10	4,2	20	0,94367	0,942118	0,934117	0,918162	0,00155	0,00955	0,02551
280	20	4,2	20	0,94878	0,962895	0,950686	0,940032	-0,01411	-0,00191	0,00875

Продовження таблиці Є.1 – Значення коефіцієнтів стиснення газоводневих сумішей та абсолютних похибок, розрахованих за модифікованими рівняннями та ШНМ.

№	H ₂ , %	P, МПа	T, °C	K (AGA8)	K			Δ (AGA8 CO ₂ -mod)	Δ (AGA8 ρ-mod)	Δ (AGA8 ШНМ)
					CO ₂ -mod	ρ-mod	ШНМ			
281	20	4,2	20	0,9478	0,961978	0,949036	0,939982	-0,01418	-0,00124	0,00782
282	15	4,2	20	0,93575	0,911529	0,931736	0,927268	0,02422	0,00401	0,00848
283	20	4,2	20	0,94763	0,95445	0,948976	0,939565	-0,00682	-0,00135	0,00807
284	20	4,2	20	0,95041	0,963841	0,952065	0,940082	-0,01343	-0,00166	0,01033
285	15	4,2	20	0,94922	0,953982	0,945645	0,9302	-0,00476	0,00357	0,01902
286	20	4,2	20	0,95057	0,963828	0,952123	0,940082	-0,01326	-0,00155	0,01049
287	20	4,2	20	0,95056	0,963852	0,952108	0,940082	-0,01329	-0,00155	0,01048
288	20	4,2	20	0,95067	0,963994	0,952137	0,940092	-0,01332	-0,00147	0,01058
289	20	4,2	20	0,95075	0,963973	0,952209	0,940092	-0,01322	-0,00146	0,01066
290	20	4,2	20	0,95076	0,963916	0,952223	0,940092	-0,01316	-0,00146	0,01067
291	20	4,2	20	0,95007	0,96401	0,950977	0,940092	-0,01394	-0,00091	0,00998
292	20	4,2	20	0,95088	0,964081	0,95228	0,940101	-0,01320	-0,00140	0,01078
293	20	4,2	20	0,94854	0,956205	0,949518	0,939654	-0,00767	-0,00098	0,00889
294	20	4,2	20	0,95087	0,964015	0,952252	0,940092	-0,01314	-0,00138	0,01078
295	20	4,2	20	0,95117	0,964354	0,952217	0,940111	-0,01318	-0,00105	0,01106
296	20	4,2	20	0,94726	0,947177	0,947385	0,939147	0,00008	-0,00012	0,00811
297	20	4,2	20	0,95053	0,960658	0,951405	0,939903	-0,01013	-0,00088	0,01063
298	15	4,2	20	0,94118	0,93219	0,93375	0,928709	0,00899	0,00743	0,01247
299	20	4,2	20	0,95031	0,959028	0,950974	0,939813	-0,00872	-0,00066	0,01050
300	20	4,2	20	0,9503	0,958983	0,950931	0,939813	-0,00868	-0,00063	0,01049
301	20	4,2	20	0,95022	0,958352	0,950773	0,939783	-0,00813	-0,00055	0,01044
302	20	4,2	20	0,95235	0,964665	0,953131	0,940131	-0,01231	-0,00078	0,01222
303	20	4,2	20	0,95301	0,964148	0,953463	0,940101	-0,01114	-0,00045	0,01291
304	20	4,2	20	0,94737	0,943964	0,946707	0,938968	0,00341	0,00066	0,00840
305	20	4,2	20	0,95154	0,96577	0,950032	0,940191	-0,01423	0,00151	0,01135
306	20	4,2	20	0,95416	0,964237	0,954184	0,940101	-0,01008	-0,00002	0,01406
307	15	4,2	20	0,95182	0,954009	0,945038	0,9302	-0,00219	0,00678	0,02162
308	20	4,2	20	0,95354	0,96375	0,952431	0,940082	-0,01021	0,00111	0,01346
309	20	4,2	20	0,94528	0,925919	0,943567	0,937934	0,01936	0,00171	0,00735
310	20	4,2	20	0,95717	0,965875	0,956454	0,940201	-0,00870	0,00072	0,01697
311	20	4,2	20	0,95009	0,945365	0,945433	0,939048	0,00473	0,00466	0,01104
312	20	4,2	20	0,95947	0,9659	0,955891	0,940201	-0,00643	0,00358	0,01927
313	2	7,5	30	0,87599	0,869922	0,859968	0,850813	0,00607	0,01602	0,02518
314	10	1	30	0,97835	0,974501	0,984315	0,98241	0,00385	-0,00597	-0,00406
315	2	0,5	30	0,98928	0,985755	0,985437	0,984756	0,00352	0,00384	0,00452
316	0	3	10	0,93126	0,930766	0,925876	0,915339	0,00049	0,00538	0,01592
317	5	2	0	0,94698	0,950902	0,947687	0,943322	-0,00392	-0,00071	0,00366
318	2	7,5	20	0,86293	0,864619	0,849037	0,829043	-0,00169	0,01389	0,03389
319	5	6	20	0,88873	0,897715	0,881753	0,869045	-0,00898	0,00698	0,01969
320	5	4	20	0,92172	0,928837	0,918593	0,909116	-0,00712	0,00313	0,01260

Продовження таблиці Є.1 – Значення коефіцієнтів стиснення газоводневих сумішей та абсолютних похибок, розрахованих за модифікованими рівняннями та ШНМ.

№	H ₂ , %	P, МПа	T, °C	K (AGA8)	K			Δ (AGA8 CO ₂ -mod)	Δ (AGA8 ρ-mod)	Δ (AGA8 ШНМ)
					CO ₂ -mod	ρ-mod	ШНМ			
321	5	2	10	0,95356	0,956292	0,953273	0,949595	-0,00273	0,00029	0,00397
322	5	2	30	0,96408	0,966368	0,962717	0,961961	-0,00229	0,00136	0,00212
323	5	0,5	0	0,98486	0,982911	0,985013	0,979477	0,00195	-0,00015	0,00538
324	10	2	20	0,95493	0,951269	0,960356	0,960927	0,00366	-0,00543	-0,00600
325	10	1	0	0,96947	0,966811	0,975976	0,97225	0,00266	-0,00651	-0,00278
326	10	3	0	0,9138	0,914124	0,920481	0,920081	-0,00032	-0,00668	-0,00628
327	0	3	0	0,92048	0,922074	0,915221	0,906293	-0,00159	0,00526	0,01419
328	0	7,5	20	0,85862	0,854138	0,841385	0,818863	0,00448	0,01724	0,03976
329	10	0,5	10	0,98685	0,985148	0,993163	0,984139	0,00170	-0,00631	0,00271
330	2	0,5	20	0,98846	0,985355	0,984658	0,982718	0,00310	0,00380	0,00574
331	2	5	20	0,90548	0,90702	0,89796	0,878946	-0,00154	0,00752	0,02653
332	2	3	20	0,94135	0,941835	0,936492	0,927168	-0,00049	0,00486	0,01418
333	2	7,5	30	0,86893	0,837408	0,851335	0,848219	0,03152	0,01759	0,02071
334	2	1	10	0,97535	0,97443	0,971178	0,971455	0,00092	0,00417	0,00390
335	5	0,5	0	0,98485	0,981661	0,985	0,979387	0,00319	-0,00015	0,00546
336	0	3	10	0,91988	0,896231	0,9145	0,914076	0,02365	0,00538	0,00580
337	5	1	0	0,97347	0,972741	0,973683	0,969715	0,00073	-0,00021	0,00375
338	10	5	0	0,88076	0,904953	0,883087	0,87157	-0,02419	-0,00233	0,00919
339	5	5	20	0,90861	0,915109	0,903266	0,88826	-0,00650	0,00534	0,02035
340	5	3	20	0,94314	0,946774	0,941218	0,932278	-0,00363	0,00192	0,01086
341	5	10	20	0,83819	0,83646	0,808394	0,806746	0,00173	0,02980	0,03144
342	5	1	20	0,97957	0,978442	0,979223	0,976664	0,00113	0,00035	0,00291
343	5	0,5	0	0,9856	0,983232	0,985712	0,979507	0,00237	-0,00011	0,00609
344	5	3	30	0,94964	0,954092	0,946481	0,941225	-0,00445	0,00316	0,00842
345	5	3	10	0,93445	0,93922	0,932936	0,922685	-0,00477	0,00151	0,01176
346	5	2	20	0,96138	0,962722	0,960309	0,956046	-0,00134	0,00107	0,00533
347	5	7,5	30	0,88248	0,87716	0,865811	0,863537	0,00532	0,01667	0,01894
348	5	6	30	0,90685	0,913731	0,896623	0,886898	-0,00688	0,01023	0,01995
349	2	0,5	0	0,98547	0,98228	0,98178	0,978672	0,00319	0,00369	0,00680
350	5	1	30	0,98212	0,981108	0,981414	0,979974	0,00101	0,00071	0,00215
351	5	1	20	0,97833	0,973335	0,977689	0,976187	0,00500	0,00064	0,00214
352	0	0,5	20	0,98882	0,984986	0,982368	0,981903	0,00383	0,00645	0,00692
353	10	10	10	0,81861	0,833053	0,790696	0,808346	-0,01444	0,02791	0,01026
354	15	4	0	0,92522	0,927225	0,924536	0,909583	-0,00200	0,00068	0,01564
355	10	1	30	0,98401	0,978707	0,987155	0,982777	0,00530	-0,00314	0,00123
356	20	1	30	0,98683	0,989587	1,002956	0,988364	-0,00276	-0,01613	-0,00153
357	15	0,8	0	0,98367	0,982153	0,994206	0,980551	0,00152	-0,01054	0,00312
358	20	0,5	10	0,99068	0,989767	1,00825	0,98904	0,00091	-0,01757	0,00164
359	15	2,5	20	0,96539	0,969409	0,9703	0,959516	-0,00402	-0,00491	0,00587
360	15	3	30	0,96034	0,956051	0,962723	0,955957	0,00429	-0,00238	0,00438

Завершення таблиці Є.1 – Значення коефіцієнтів стиснення газоводневих сумішей та абсолютних похибок, розрахованих за модифікованими рівняннями та ШНМ.

№	H ₂ , %	P, МПа	T, °C	K (AGA8)	K			Δ (AGA8 CO ₂ -mod)	Δ (AGA8 ρ-mod)	Δ (AGA8 ШНМ)
					CO ₂ -mod	ρ-mod	ШНМ			
361	20	2	10	0,96479	0,963956	0,976877	0,968522	0,00083	-0,01209	-0,00373
362	15	5	30	0,9424	0,957882	0,934132	0,928998	-0,01548	0,00827	0,01340
363	20	6	30	0,93314	0,94378	0,924825	0,928153	-0,01064	0,00831	0,00499
364	20	4	30	0,95543	0,973471	0,958513	0,949327	-0,01804	-0,00308	0,00610
365	20	1	20	0,98573	0,987606	1,001702	0,986585	-0,00188	-0,01597	-0,00085
366	20	2	30	0,9764	0,984698	0,988521	0,977469	-0,00830	-0,01212	-0,00107
367	15	2	30	0,97606	0,979398	0,982453	0,973075	-0,00334	-0,00639	0,00298
368	20	0,5	0	0,98945	0,987907	1,006867	0,987241	0,00154	-0,01742	0,00221
369	20	1	20	0,98585	0,98764	1,001776	0,986585	-0,00179	-0,01593	-0,00073
370	20	5	20	0,93953	0,957921	0,93777	0,930111	-0,01839	0,00176	0,00942
371	20	5	0	0,91842	0,931699	0,916333	0,906611	-0,01328	0,00209	0,01181
372	20	7,5	0	0,87236	0,858168	0,851804	0,867305	0,01419	0,02056	0,00506
373	20	2	30	0,97278	0,970626	0,984497	0,976644	0,00215	-0,01172	-0,00386
374	20	3	10	0,95451	0,963533	0,962197	0,951265	-0,00902	-0,00769	0,00325
375	20	0,5	10	0,99086	0,989562	1,008308	0,98902	0,00130	-0,01745	0,00184
376	20	10	20	0,89572	0,915695	0,853249	0,881918	-0,01997	0,04247	0,01380
377	20	5	15	0,93323	0,949143	0,930589	0,925061	-0,01591	0,00264	0,00817
378	20	10	20	0,8988	0,920673	0,858067	0,882186	-0,02187	0,04073	0,01661
379	20	4	0	0,93342	0,944229	0,936692	0,923818	-0,01081	-0,00327	0,00960
380	20	3	15	0,95883	0,968973	0,966973	0,954794	-0,01014	-0,00814	0,00404

ДОДАТОК Ж

Таблиця Ж.1 – Реальний об'єм газоводневих сумішей за різних методик визначення коефіцієнта стиснення

Н ₂ , %	V _{STP} (AGA8), м ³	К (COY 60.3-100)		V _{STP} (ШНМ), м ³	К (COY 60.3-100)	
		V _{STP} (Г.2), м ³	V _{STP} (Г.1), м ³		V _{STP} (ρ- mod), м ³	V _{STP} (CO2- mod), м ³
0	465310,8834	464682,5	460204,7	475551,6	467924,7934	463231,3996
0	468350,0171	468127,9	473743,1	476512,07	471418,6075	476951,1051
0	473384,7472	475186,6	483768,6	477156,32	478577,6275	487114,3004
0	469173,046	467987,3	472121,6	476400,44	471276,0229	475307,5572
0	467967,9561	470300,7	474664,6	476570,57	473622,1346	477885,1293
0	462936,0975	465753,9	459683,5	475509,24	469011,2213	462703,3358
0	463856,7392	466950,8	464823,4	475890,77	470224,9041	467911,3449
0	461331,2309	466583	460809,1	475593,97	469851,9274	463843,761
0	464969,4101	465003,6	460902,2	475604,56	468250,376	463938,0731
0	468231,2016	468916,9	460284,5	475556,89	472218,7689	463312,1748
0	473469,2245	471300,8	480511,4	476953,81	474636,3961	483812,0502
0	465744,8182	467879,9	467965,1	476113,62	471167,1109	471095,0056
0	465811,2561	464754,7	460533,8	475572,78	467997,9624	463564,779
0	469069,3613	466999,9	460995,8	475609,86	470274,7306	464032,9568
0	469593,438	467492,5	461415,1	475641,64	470774,2419	464457,7434
0	466010,6835	465519,4	463551	475795,33	468773,3878	466621,9681
0,5	464516,5855	464298,5	460115,6	474932,8	467204,4372	462542,9262
0,5	476717,9184	473865,5	470547,8	475694,63	476892,7793	473086,7562
0,5	468448,2145	472748,3	476769,3	476124,23	475761,3537	479375,9911
0,5	467226,2699	471190,2	475982,6	476071,15	474183,2785	478580,7071
0,5	476209,8785	475477,2	475406,1	476034	478525,2363	477997,8539
0,5	470363,5107	467813,9	466981,9	475440,41	470764,1014	469482,3871
0,5	460655,4014	464458,3	465928,1	475366,32	467366,2752	468417,3033
0,5	465622,2135	469225,7	469784,8	475641,64	472193,8734	472315,5003
0,5	459996,5022	468144,5	474265,5	475954,42	471098,8762	476844,8411
0,5	467323,9966	469636	462907	475144,17	472609,3798	465363,9673
0,5	466051,6128	465019,7	458905,3	474843,02	467934,6703	461319,8096
1	463882,0832	463979,6	460016	474305,07	466551,4573	461845,933
1	468820,7051	470326	476925,2	475535,71	472968,9322	478892,4275
1	477398,7832	474922,9	482794,7	475927,9	477617,9221	484810,7591
1	466046,4962	470300,7	478770,1	475662,84	472943,3296	480752,5407
1	463638,8947	466844,4	469014,5	474980,34	469448,2224	470916,8099
1	464613,1819	466086,4	473842,6	475323,99	468681,7493	475784,4085
1	465867,4876	467377,4	465008,1	474684,67	469987,1467	466877,979
1	463299,8701	467081,9	479665,7	475721,12	469688,3381	481655,5692
1	465811,2561	466029,6	469175,7	474990,91	468624,2767	471079,3995
1	465152,826	468235,5	474626,7	475376,9	470854,9468	476574,9174
2	462456,9929	463289,3	459850,5	473028,37	465196,7706	460491,8306
2	463598,3881	467459,6	464661,4	473405,94	469401,6242	465316,194
2	464964,3173	466868,9	477062,7	474315,6	468806,0651	477752,9582

Продовження таблиці Ж.1 – Реальний об'єм газоводневих сумішей за різних методик визначення коефіцієнта стиснення

H ₂ , %	V _{СТП} (AGA8), м ³	К (COY 60.3-100)		V _{СТП} (ШНМ), м ³	К (COY 60.3-100)	
		V _{СТП} (Г.2), м ³	V _{СТП} (Г.1), м ³		V _{СТП} (ρ- mod), м ³	V _{СТП} (CO2- mod), м ³
2	460815,4189	465640,6	465242,7	473447,92	467567,553	465899,1457
2	462200,1982	464810,8	462715	473253,79	466730,8781	463364,3742
2	466681,8069	469460	482983	474726,89	471418,7461	483690,4834
2	464857,3938	468816,9	472095,6	473962,89	470770,3017	472771,5867
2	462789,7393	464794,8	466918,2	473573,93	466714,6972	467579,373
2	465091,6713	469376,3	477665,3	474357,75	471334,3214	478357,3099
2	466722,8542	467459,6	472912,1	474020,76	469401,6242	473590,4238
2	463143,1757	463788,7	460882,7	473112,22	465700,2919	461526,9395
2	459304,6958	465269,2	460280,3	473059,81	467193,0783	460922,7804
2	472999,7014	474004,8	480222,3	474536,98	476001,6862	480921,7648
5	458838,0337	461440,1	459666,3	469053,65	461388,8045	456784,4576
5	461230,9829	466297,8	462674,2	469301,08	466245,4337	459754,6761
5	459627,9432	464554,4	465928,1	469559,1	464502,4038	462967,4808
5	464603,012	467336,3	476687,1	470391,84	467283,6941	473588,6456
5	461296,1391	465632,5	471040,6	469962,17	465580,3487	468014,9097
5	466702,3296	468550,8	482906,2	470848,25	468497,9321	479726,5814
5	460855,4406	468301,8	478844,4	470552,52	468249,0388	475717,9399
5	460460,5302	463336,8	466905,8	469636,56	463285,076	463932,742
5	462663,6426	466387,3	467236,3	469662,38	466334,9677	464259,1266
5	458758,6963	466371	467601,5	469693,38	466318,6833	464619,6426
5	460665,3992	462997,1	460700,8	469136,1	462945,5274	457806,0618
5	460146,0864	463431,7	467237,4	469662,38	463380,0352	464260,194
5	465530,3023	468617,3	482602,6	470822,3	468564,3981	479427,0346
7,5	456381,4527	460405,1	459667,8	465682,84	458754,136	453891,3901
7,5	459702,6033	468642,2	482188,3	467426,11	466931,695	475835,9226
7,5	460915,4863	465108,2	470097,6	466512,08	463423,3093	464057,7477
7,5	458515,896	461665,5	459470,7	465667,61	460005,4227	453699,1589
7,5	462180,0695	466746,3	467996	466349,05	465049,5723	462009,6624
7,5	460275,8048	466534	478658,8	467165,33	464838,8531	472398,4778
7,5	466789,5714	469158,9	475209,2	466904,83	467444,6236	469038,1206
7,5	457172,7662	462839,6	464299,7	466053,85	461171,0639	458407,0149
7,5	460375,638	464490,3	465838,3	466175,96	462809,9461	459906,7667
10	453664,8093	458812,7	459549,1	462370,15	455595,0951	450918,9147
10	457167,8427	464754,7	480794	463972,69	461453,4716	471355,6164
10	459896,8333	466183,9	468612,3	463067,07	462862,4422	459641,6527
10	455852,167	463764,9	481459,5	464018,06	460477,6564	471995,1762
10	456307,8673	460929	462886,3	462630,62	457681,7007	454131,5246
10	455123,9609	461961,6	461815	462550,45	458699,8281	453100,3095
10	459106,0002	464434,3	473719,2	463454,04	461137,6807	464553,9051
10	459369,3089	463995,5	475114,1	463554,66	460705,042	465895,2733
10	459946,6624	468078,3	484194,3	464214,79	464729,8403	474623,2913
12,5	451133,6819	457596,6	459890,3	459277,07	452836,9996	448422,341

Завершення таблиці Ж.1 – Реальний об'єм газоводневих сумішей за різних методик визначення коефіцієнта стиснення

H ₂ , %	V _{СТР} (AGA8), м ³	К (COY 60.3-100)		V _{СТР} (ШНМ), м ³	К (COY 60.3-100)	
		V _{СТР} (Г.2), м ³	V _{СТР} (Г.1), м ³		V _{СТР} (ρ- mod), м ³	V _{СТР} (CO2- mod), м ³
12,5	451042,6087	459968,2	460545,8	459321,53	455159,4695	449045,5739
12,5	452109,0282	459861,2	469004,1	459934,97	455054,6819	457083,0079
12,5	451762,6103	459077,5	464736,8	459628,05	454287,2998	453028,8987
12,5	453781,197	460205,6	470341,8	460029,11	455391,9111	458353,4272
12,5	454213,3234	459335,5	460646,7	459331,42	454539,9186	449141,456
15	448939,0343	456263,8	459495,3	456381,13	449992,4568	445261,4911
15	450597,3591	458075,1	459618,7	456386,01	451754,2095	445377,3736
15	450985,1077	462619,3	465841,6	456800,98	456173,2898	451218,1631
15	454028,7194	460482	459384,5	456371,38	454094,9602	445157,4446
15	452586,2212	459838,3	459181,8	456356,74	453468,9734	444967,1458
15	454072,4278	461907	475113	457407,7	455480,6307	459911,2159
15	454373,7592	461416,8	474671,9	457378,3	455003,951	459497,838
15	451335,1323	460774,6	464343,5	456703,27	454379,5031	449812,5256
15	451339,9309	459968,2	462495,7	456581,19	453595,3276	448078,3104
15	452133,1047	462989,2	475223,7	457412,59	456532,9471	460014,9386
15	452104,2132	458850,5	462051,7	456551,9	452508,3255	447661,6056
17,5	447750,5005	455568,3	459856,8	453825,12	447791,6061	442845,9386
17,5	448772,924	460182,6	476750,1	454825,67	452248,9551	458491,3178
17,5	450415,6821	458307,8	461270,2	453911,95	450438,1183	444156,5234
17,5	447457,887	459480	460991,6	453892,65	451570,3378	443898,2749
17,5	452489,7374	459723,8	461593,3	453931,25	451805,8213	444456,1554
17,5	447793,0085	459100,3	476791,2	454825,67	451203,5841	458529,3179
17,5	449233,5887	457499,6	461267	453911,95	449657,4423	444153,5926
20	444478,1765	453571,3	459394,9	451521,85	444361,0607	439701,6594
20	447906,4025	456742,8	467291,5	451942,37	447404,6656	446930,3996
20	449633,2797	458571,2	469877,2	452076,33	449158,9203	449295,1001
20	449053,0095	458097,6	468982,3	452028,48	448704,5358	448476,8647
20	447415,4427	456595,2	467168,2	451932,8	447262,9812	446817,6623
20	448996,0147	457678,6	462756,4	451698,57	448302,5515	442780,1504
20	446845,5827	456890,7	462718,2	451698,57	447546,5793	442745,2012
20	446066,149	455306,2	463367	451732,01	446026,0425	443339,1156
20	445336,1434	454632,5	461704,7	451646,02	445379,598	441817,1869
20	446666,9178	457462,4	465060,5	451822,82	448095,0885	444889,2079

Таблиця Ж.2 – Похибки визначення об'єму газоводневих сумішей за різних методик визначення коефіцієнта стиснення

H ₂ , %	Δ (AGA8-Г.2)	Δ (AGA8-Г.1)	Δ (AGA8-ШНМ)	Δ (AGA8- ρ-mod)	Δ (AGA8-CO2-mod)
0	628,3695	5106,151	-10240,715	-2613,91	2079,484
0	222,1174	-5393,1	-8162,0555	-3068,59	-8601,088
0	-1801,83	-10383,9	-3771,5773	-5192,88	-13729,55
0	1185,747	-2948,52	-7227,3914	-2102,977	-6134,511
0	-2332,74	-6696,65	-8602,6129	-5654,179	-9917,173
0	-2817,82	3252,554	-12573,138	-6075,124	232,7617
0	-3094,04	-966,678	-12034,031	-6368,165	-4054,606
0	-5251,75	522,1179	-14262,737	-8520,697	-2512,53
0	-34,1885	4067,215	-10635,152	-3280,966	1031,337
0	-685,718	7946,746	-7325,6924	-3987,567	4919,027
0	2168,454	-7042,2	-3484,5853	-1167,172	-10342,83
0	-2135,08	-2220,24	-10368,797	-5422,293	-5350,187
0	1056,584	5277,488	-9761,5262	-2186,706	2246,477
0	2069,444	8073,521	-6540,4977	-1205,369	5036,405
0	2100,945	8178,355	-6048,2057	-1180,804	5135,695
0	491,3049	2459,704	-9784,646	-2762,704	-611,2846
0,5	218,0774	4400,984	-10416,211	-2687,852	1973,659
0,5	2852,447	6170,108	1023,2909	-174,8608	3631,162
0,5	-4300,13	-8321,06	-7676,0179	-7313,139	-10927,78
0,5	-3963,89	-8756,34	-8844,883	-6957,009	-11354,44
0,5	732,6449	803,8129	175,874387	-2315,358	-1787,975
0,5	2549,648	3381,631	-5076,9018	-400,5908	881,1236
0,5	-3802,94	-5272,7	-14710,916	-6710,874	-7761,902
0,5	-3603,53	-4162,59	-10019,43	-6571,66	-6693,287
0,5	-8147,95	-14269	-15957,917	-11102,37	-16848,34
0,5	-2312,04	4416,974	-7820,1749	-5285,383	1960,029
0,5	1031,934	7146,341	-8791,4065	-1883,058	4731,803
1	-97,4986	3866,058	-10422,984	-2669,374	2036,15
1	-1505,31	-8104,53	-6715,0062	-4148,227	-10071,72
1	2475,839	-5395,96	1470,88626	-219,1389	-7411,976
1	-4254,2	-12723,6	-9616,3396	-6896,833	-14706,04
1	-3205,51	-5375,57	-11341,445	-5809,328	-7277,915
1	-1473,22	-9229,43	-10710,806	-4068,567	-11171,23
1	-1509,87	859,4284	-8817,1838	-4119,659	-1010,491
1	-3781,99	-16365,8	-12421,254	-6388,468	-18355,7
1	-218,305	-3364,49	-9179,6499	-2813,021	-5268,143
1	-3082,71	-9473,85	-10224,075	-5702,121	-11422,09
2	-832,305	2606,483	-10571,38	-2739,778	1965,162
2	-3861,2	-1062,99	-9807,5474	-5803,236	-1717,806
2	-1904,62	-12098,4	-9351,2862	-3841,748	-12788,64
2	-4825,21	-4427,27	-12632,505	-6752,134	-5083,727
2	-2610,63	-514,834	-11053,591	-4530,68	-1164,176
2	-2778,21	-16301,2	-8045,0803	-4736,939	-17008,68

Продовження таблиці Ж.2 – Похибки визначення об'єму газоводневих сумішей
за різних методик визначення коефіцієнта стиснення

H ₂ , %	Δ (AGA8-Г.2)	Δ (AGA8-Г.1)	Δ (AGA8-ШНМ)	Δ (AGA8- ρ-mod)	Δ (AGA8-CO2-mod)
2	-3959,55	-7238,24	-9105,496	-5912,908	-7914,193
2	-2005,04	-4128,43	-10784,195	-3924,958	-4789,634
2	-4284,62	-12573,6	-9266,0823	-6242,65	-13265,64
2	-736,731	-6189,27	-7297,9079	-2678,77	-6867,57
2	-645,521	2260,442	-9969,0478	-2557,116	1616,236
2	-5964,54	-975,563	-13755,118	-7888,382	-1618,085
2	-1005,07	-7222,62	-1537,2739	-3001,985	-7922,063
5	-2602,03	-828,244	-10215,616	-2550,771	2053,576
5	-5066,79	-1443,23	-8070,0964	-5014,451	1476,307
5	-4926,41	-6300,15	-9931,1527	-4874,461	-3339,538
5	-2733,26	-12084,1	-5788,828	-2680,682	-8985,634
5	-4336,4	-9744,51	-8666,0295	-4284,21	-6718,771
5	-1848,45	-16203,8	-4145,9245	-1795,602	-13024,25
5	-7446,39	-17989	-9697,0806	-7393,598	-14862,5
5	-2876,23	-6445,23	-9176,0259	-2824,546	-3472,212
5	-3723,69	-4572,7	-6998,7393	-3671,325	-1595,484
5	-7612,35	-8842,8	-10934,68	-7559,987	-5860,946
5	-2331,73	-35,4283	-8470,6983	-2280,128	2859,337
5	-3285,65	-7091,33	-9516,2955	-3233,949	-4114,108
5	-3086,96	-17072,3	-5291,9955	-3034,096	-13896,73
7,5	-4023,7	-3286,39	-9301,3906	-2372,683	2490,063
7,5	-8939,6	-22485,7	-7723,5113	-7229,092	-16133,32
7,5	-4192,68	-9182,1	-5596,5897	-2507,823	-3142,261
7,5	-3149,57	-954,797	-7151,7129	-1489,527	4816,737
7,5	-4566,22	-5815,9	-4168,9794	-2869,503	170,4071
7,5	-6258,23	-18383	-6889,5208	-4563,048	-12122,67
7,5	-2369,33	-8419,59	-115,2559	-655,0522	-2248,549
7,5	-5666,78	-7126,96	-8881,0865	-3998,298	-1234,249
7,5	-4114,7	-5462,71	-5800,3195	-2434,308	468,8713
10	-5147,91	-5884,31	-8705,3417	-1930,286	2745,895
10	-7586,83	-23626,2	-6804,8472	-4285,629	-14187,77
10	-6287,07	-8715,46	-3170,2397	-2965,609	255,1807
10	-7912,69	-25607,3	-8165,8968	-4625,489	-16143,01
10	-4621,1	-6578,46	-6322,757	-1373,833	2176,343
10	-6837,65	-6691,06	-7426,4866	-3575,867	2023,651
10	-5328,35	-14613,2	-4348,0426	-2031,68	-5447,905
10	-4626,2	-15744,8	-4185,3514	-1335,733	-6525,964
10	-8131,59	-24247,7	-4268,124	-4783,178	-14676,63
12,5	-6462,87	-8756,62	-8143,3928	-1703,318	2711,341
12,5	-8925,62	-9503,24	-8278,9261	-4116,861	1997,035
12,5	-7752,18	-16895,1	-7825,9445	-2945,654	-4973,98
12,5	-7314,94	-12974,2	-7865,4388	-2524,69	-1266,288
12,5	-6424,41	-16560,6	-6247,915	-1610,714	-4572,23

Завершення таблиці Ж.2 – Похибки визначення об'єму газоводневих сумішей
за різних методик визначення коефіцієнта стиснення

H ₂ , %	Δ (AGA8-Г.2)	Δ (AGA8-Г.1)	Δ (AGA8-ШНМ)	Δ (AGA8- ρ-mod)	Δ (AGA8-CO2-mod)
12,5	-5122,2	-6433,38	-5118,0926	-326,5952	5071,867
15	-7324,78	-10556,2	-7442,0965	-1053,423	3677,543
15	-7477,76	-9021,31	-5788,6492	-1156,85	5219,986
15	-11634,2	-14856,5	-5815,868	-5188,182	-233,0554
15	-6453,29	-5355,74	-2342,6568	-66,24086	8871,275
15	-7252,08	-6595,58	-3770,5238	-882,7522	7619,075
15	-7834,56	-21040,6	-3335,2673	-1408,203	-5838,788
15	-7043,01	-20298,1	-3004,5413	-630,1918	-5124,079
15	-9439,48	-13008,4	-5368,1361	-3044,371	1522,607
15	-8628,3	-11155,7	-5241,2622	-2255,397	3261,621
15	-10856,1	-23090,6	-5279,4898	-4399,842	-7881,834
15	-6746,29	-9947,51	-4447,6915	-404,1123	4442,608
17,5	-7817,8	-12106,3	-6074,6205	-41,1056	4904,562
17,5	-11409,7	-27977,2	-6052,7487	-3476,031	-9718,394
17,5	-7892,13	-10854,5	-3496,2686	-22,4362	6259,159
17,5	-12022,1	-13533,7	-6434,7653	-4112,451	3559,612
17,5	-7234,06	-9103,6	-1441,5133	683,9161	8033,582
17,5	-11307,3	-28998,2	-7032,6642	-3410,576	-10736,31
17,5	-8266,06	-12033,4	-4678,362	-423,8536	5079,996
20	-9093,12	-14916,7	-7043,6778	117,1158	4776,517
20	-8836,43	-19385,1	-4035,9655	501,7369	976,0029
20	-8937,95	-20243,9	-2443,0524	474,3594	338,1796
20	-9044,6	-19929,3	-2975,4692	348,4738	576,1449
20	-9179,73	-19752,8	-4517,3595	152,4615	597,7804
20	-8682,61	-13760,4	-2702,5511	693,4631	6215,864
20	-10045,1	-15872,6	-4852,9831	-700,9966	4100,381
20	-9240	-17300,8	-5665,8643	40,10646	2727,033
20	-9296,4	-16368,5	-6309,872	-43,45455	3518,957
20	-10795,5	-18393,6	-5155,9064	-1428,171	1777,71

ДОДАТОК И



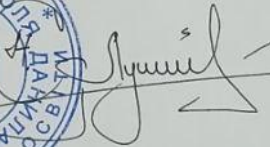
УНІВЕРСИТЕТ КОРОЛЯ ДАНИЛА
 KING DANYLO UNIVERSITY


76018, м. Івано-Франківськ, вул. Є. Коновальця, 35. тел. +38(0342)77-18-45, 068 755 7575, 099 755 7575
 35 Konovaltsia St., Ivano-Frankivsk 76018, Ukraine, tel. +38(0342)77-18-45, 068 755 7575, 099 755 7575
 e-mail: university@ukd.edu.ua. Офіційна сторінка - ukd.edu.ua

31.05.2024

ДОВІДКА

Цим підтверджуємо, що Сорока Назарій-Андрій Юрійович, у період з 01 листопада 2023 по 30 квітня 2024 року був залучений як коротко-терміновий експерт проекту Luxembourg Hydrogen Valley (LuxHyVal) № 101111984, який фінансується ЄС у рамках програми HORIZON.

Ректор  Мирослав Луцький



З повагою,
 Максим Карпаш

