

ІВАНО-ФРАНКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ
УНІВЕРСИТЕТ НАФТИ І ГАЗУ

Кваліфікаційна наукова
праця на правах рукопису

ВИСОЧАНСЬКИЙ ІГОР ІВАНОВИЧ

УДК 622.691.2

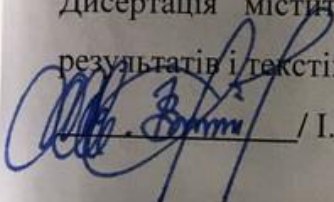
ДИСЕРТАЦІЯ

**УДОСКОНАЛЕННЯ МЕТОДІВ ОБСЛУГОВУВАННЯ ТА РЕМОНТУ
ГАЗОВИХ МЕРЕЖ З УРАХУВАННЯМ ЕНЕРГЕТИЧНИХ
ХАРАКТЕРИСТИК ПРИРОДНОГО ГАЗУ**

Спеціальність: 05.15.13 – Трубопровідний транспорт, нафтогазосховища
Галузь знань: Виробництво та технології

Подається на здобуття наукового ступеня
кандидата технічних наук

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



/ І.І. Височанський/

Науковий керівник: Карпаш Олег Михайлович

доктор технічних наук, професор

*Всі приписки дисертації ідентичні за змістом.
Вчений секретар спеціалізованої вченої ради
Милент А.В.
08.11.2019*

d654



Івано-Франківськ – 2019



d654

АНОТАЦІЯ

Височанський І.І. - Удосконалення методів обслуговування та ремонту газових мереж з урахуванням енергетичних характеристик природного газу. – Кваліфікаційна наукова праця на правах рукопису.

Дисертація на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук (доктора філософії) за спеціальністю 05.15.13 "Трубопровідний транспорт, нафтогазосховища" (185 – Нафтогазова інженерія та технології). – Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, Івано-Франківськ, 2019.

Дисертація присвячена розробленню сучасних підходів до експлуатації газових мереж середнього та низького тисків, що включають як покращення методики проведення етапу розрахунку мереж, так і їх експлуатації в питанні створення можливості визначення якісних характеристик природного газу через розроблений дослідний зразок установки визначення теплоти згорання природного газу в потоковому режимі.

Основна ідея роботи полягає у встановленні закономірностей впливу енергетичних характеристик природного газу на характер протікання технологічних процесів в газових мережах середнього і низького тисків.

В роботі розглядаються такі задачі, як аналіз проблеми, що супроводжують експлуатацію газових мереж середнього та низького тисків на сучасному етапі та сучасний стан засобів і методів контролю енергетичних параметрів природного газу; теоретичні дослідження нових методів удосконалення існуючих та проектування нових газових мереж з урахуванням енергетичних параметрів природного газу; удосконалення методу контролю теплоти згорання природного газу в потоковому режимі в газових мережах; випробування дослідного взірця потокового вимірювача теплоти згорання природного газу, технологія його застосування та результати промислової апробації вимірювального вузла.

Так, наведено загальну характеристику об'єкту дослідження – газорозподільні мережі середнього та низького тиску. Розкрито ідею сталого розвитку в розрізі газотранспортної галузі та наведено шляхи модернізації газотранспортного сектору для поетапного його слідування цій доктрині.

Наведено причинно-наслідковий ланцюг між пагубними наслідками техногенного розвитку суспільства та переходом до енергоощадного використання енергоресурсів. Ключовий результат даного логічного ряду – необхідність докорінного реформування газової галузі та принципів і методів її функціонування в напрямку впровадження інноваційних технологій і введення 100 відсоткового комерційного обліку споживання енергоресурсів.

Проведені теоретичні дослідження й розробка нових підходів до розрахунку газових мереж середнього та низького тисків. Особливу увагу приділено аналізу методу реконструкції зношених підземних сталевих газопроводів із використанням їх як каркаса для протягування в них поліетиленових труб. Розглянуто найголовніші етапи такої реконструкції та варіанти технічних рішень для неї, що забезпечують незмінні умови експлуатації газотранспортної мережі споживачами енергоресурсу. На основі аналітичних досліджень показано вплив теплотворної здатності природного газу на енергетичні характеристики газопостачання і доведено необхідність підтримання системи в працездатному стані. Результати проведених досліджень свідчать, що у разі реконструкції сталевих газопроводів шляхом протягування поліетиленових труб з діаметрами, без зміни робочого тиску відбувається зниження пропускної здатності від 40% до 95% залежно від діаметра сталевого газопроводу, що є неприпустимим. Тому обов'язковим в процесі реконструкції газових мереж за даною технологією є зміна робочого тиску із низького на середній.

Проведені дослідження свідчать, що наявні на сьогодні норми щодо методу гідравлічного розрахунку газових мережах низького та середнього тиску не достовірно описують наявні газодинамічні процеси, що призводить до недостовірності їх результатів проектних та експлуатаційних розрахунків.

Також встановлено, що основним критерієм якості природного газу являється його нижча теплотворна здатність, яка є функцією компонентного складу, вологості, наявності негорючих інгредієнтів (азоту, сірководню, вуглекислого газу). Для визначення якості природних вуглеводневих газів, як пального, в кожному конкретному випадку необхідно проводити перерахунок нижчої теплотворної здатності на основі запропонованих моделей, методів і засобів. Не менш важливим є і те, що для підвищення якості природних газів слід вести глибоке осушення від вологи і газового конденсату з вилученням важких вуглеводневих газів, а також вилучення агресивних компонентів, які породжують корозійні процеси внутрішньої поверхні стінок трубопроводу.

Пропрацьовано аналіз газотранспортної мережі в частині можливих шляхів покращення методів їх обслуговування з врахуванням калорійності природного газу.

Проведено теоретичне дослідження послідовності процесу визначення енергетичних характеристик природного газу в розрізі українських нормативних документів з розглядом особливих випадків – потоковий режим при змінній теплоті згорання природного газу та неодноразовість визначення питомої теплоти згорання і об'єму газу. На основі проведеного аналізу встановлено, що для досягнення процедури визначення енергії в конкретній кількості газу рівня штатної технологічної операції під час здійснення господарських операцій (купівлі, продажу, постачання) на території України, окрім нормативного забезпечення даних вимірювань, необхідно мати широкий спектр атестованих технічних засобів для визначення енергетичних характеристик природного газу і, насамперед, теплоти згорання в поточковому режимі.

В роботі також розкриті технічні атрибути досліду взірця установки для контролю теплоти згорання природного газу в поточковому режимі, що стосуються його структури, алгоритму та особливостей роботи. Результатами аналітичних і експериментальних досліджень доведено, що основним вимірюваним параметром для посереднього методу визначення теплотворної

здатності природного газу як суміші різних вуглеводневих інгредієнтів може слугувати швидкість розповсюдження звукових хвиль в газовому потоці, встановлено її залежність від параметрів газового потоку, обґрунтовано вибір основних характеристик вимірювальної системи. Розроблені вимоги до установки лягли в основу при розробці структурної схеми та алгоритму її роботи, визначено і детально описано функціональні блоки структурної схеми, процес та послідовність їх роботи, основні вимоги до їх реалізації та живлення. Розроблено програмний алгоритм роботи пристрою експрес-контролю якості газу, що включає методику визначення швидкості проходження ультразвуку в колбі з природним газом, а також розроблено вимоги до конструкції вимірювальної камери установки та конструкції і розташування ультразвукових перетворювачів для вимірювання швидкості поширення ультразвукових коливань в природному газу з врахуванням особливостей поширення ультразвукових коливань в природному газі.

Розроблено і виготовлено дослідний взірець приладу для експрес-контролю теплоти згорання природного газу, придатний для вимірювань безпосередньо в точці відбору газової проби, а також проведення потокових вимірювань на газовій магістралі низького тиску. Тривалість виконання вимірювання складає не більше 5 хв, що є цілком достатнім для практики. Результати експериментальних досліджень вказують на відносну похибку приладу не більше 1 %. Розроблено алгоритми роботи з приладом, проведено промислову апробацію дослідного взірця приладу для експрес-контролю якості газу в потоковому режимі в мережах низького та середнього тисків, що дасть можливість за короткий термін та без значних фінансових втрат визначати його фактичні енергетичні характеристики, а отже - можливість прив'язати до якості газу його ціну, а також вартість його транспортування та зберігання.

Ключові слова: якість газу, теплота згорання газу, експрес-контролю якості газу, гідравлічний розрахунок газопроводів, прокладання поліетиленових труб в сталевому каркасі.

ANNOTATION

Vysochanskyi I.I. - Improvement of methods for gas networks operation based on energy characteristics of natural gas. – Manuscript.

Thesis for the degree of candidate of technical sciences (PhD) in the specialty 05.15.13. “Pipeline transportation, oil and gas storages” (185 – Oil and gas engineering and technologies). – Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas, – Ivano-Frankivsk, 2019.

The thesis is devoted to the development of modern approaches to the operation of gas networks of medium and low pressures, including both improving the methodology for conducting the grid calculation stage and their operation in the matter of creating the ability to determine the qualitative characteristics of natural gas using a prototype unit for determining the natural gas calorific value in a streaming mode.

The main idea of the work is to establish patterns of influence of the energy characteristics of natural gas on the nature of the flow of technological processes in medium and low pressure gas networks,

which are designed to solve the problems that follow the operation of medium and low pressure gas networks at the present stage and the current state of the means and methods of energy control. for controlling the natural gas energy parameters.

The causal-effect chain between the detrimental consequences of the technological development of society and the transition to energy-efficient use of energy resources is given. Particular attention is paid to the analysis of the method of reconstruction of worn-out underground steel gas pipelines using them as a framework for pulling polyethylene pipes into them. The main stages of such a reconstruction and options for technical solutions for it, ensuring the same operating conditions of the gas transmission network by consumers of energy resources, are considered. On the basis of analytical studies, the effect of the calorific value of natural gas on the energy characteristics of the gas supply is shown and the need to maintain the system in working condition is proved.

The main idea of the work is to establish patterns of influence of the energy characteristics of natural gas on the nature of the flow of technological processes in medium and low pressure gas networks.

The paper deals with such tasks as analysis of the problem, which accompanies the operation of gas networks of medium and low pressure at the present stage, and the current state of means and methods for controlling the energy parameters of natural gas; theoretical research of new methods of improving existing ones and designing new gas networks taking into account the natural gas parameters; improvement of the natural gas calorific value controlling method in the flow mode in gas networks; testing the prototype of the flow meter for natural gas calorific value measurement, its application technology and the results of industrial testing of the measuring unit.

Thus, the general characteristic of the research object is presented - gas distribution networks of medium and low pressure. The idea of sustainable development in the section of the gas transportation industry is revealed and ways of modernization of the gas transportation sector are presented for pursuing the doctrine.

A causal effect between the detrimental consequences of the technological development of society and the transition to energy-efficient use of energy resources was given. The key result of this logical series is the need for fundamental reforming of the gas industry and the principles and methods of its operation in the direction of introducing innovative technologies and introducing 100 percent commercial accounting of energy consumption.

Theoretical research and development of new approaches to the calculation of gas networks of medium and low pressures were performed. Particular attention is paid to the analysis of the method of reconstruction of worn-out underground steel gas pipelines using them as a framework for pulling polyethylene pipes into them. The main stages of such a reconstruction and variants of technical solutions for it, which ensure the unchanged conditions of operation of the gas transmission network by consumers of energy resources, were considered. On the basis of analytical

studies, the effect of the calorific value of natural gas on the energy characteristics of the gas supply was shown and the need to maintain the system in working condition was proved. The results of the conducted studies showed that in case of reconstruction of steel gas pipelines by pulling polyethylene pipes with diameters, without changing the working pressure, the throughput decreases from 40% to 95% depending on the diameter of the steel gas pipeline, which was unacceptable. Therefore, in the process of reconstruction of gas networks by using this technology, it was mandatory to change the working pressure from low to medium.

Studies showed that the norms currently available for the method of hydraulic calculation of gas networks of low and medium pressure did not accurately describe the existing gas-dynamic processes, which led to the unreliability of their results of design and operational calculations. It was also established that the main criterion for the quality of natural gas is its low calorific value, which is a function of the composition, humidity, and the presence of non-combustible ingredients (nitrogen, hydrogen sulfide, carbon dioxide). To determine the quality of natural hydrocarbon gases as complete, in each case it was necessary to recalculate the net calorific value based on the proposed models, methods and means. No less important was the fact that to improve the quality of natural gases, deep drainage from moisture and gas condensate should be carried out with the withdrawal of heavy hydrocarbon gases, as well as the removal of corrosive components that give rise to corrosive processes on the inner surface of pipeline walls.

The analysis of the gas transmission network has been developed in terms of possible ways to improve their maintenance methods, taking into account the calorific value of natural gas.

A theoretical study of the sequence of the process of determining the energy characteristics of natural gas in the context of Ukrainian regulatory documents was carried out with consideration of special cases - streaming mode with variable calorific value of natural gas and non-simultaneous determination of specific heat of combustion and gas volume. Based on the analysis, it was established that to achieve the procedure for determining energy in a specific amount of gas at the level

of a full-time technological operation when carrying out business operations (purchase, sale, supply) on the territory of Ukraine, besides regulatory support of measurement data, it is necessary to have a wide range of certified technical means for determining energy characteristics of natural gas and, above all, the calorific value in the stream mode.

The paper also disclosed the technical attributes of a research sample of an installation for monitoring the natural gas calorific value in a streaming mode, relating to its structure, algorithm, and operation features. The results of analytical and experimental studies have proved that the main measured parameter for the mediocre method of determining the calorific value of natural gas as a mixture of various hydrocarbon ingredients can be the speed of sound waves in a gas stream, its dependence on the parameters of the gas stream is established, the choice of the main characteristics of the measuring system. The developed requirements for the installation formed the basis for the development of the structural scheme and algorithm of its work, the functional blocks of the structural scheme, the process and sequence of their work, the basic requirements for their implementation and supply were identified and described in detail. A software algorithm was developed for the operation of an express gas quality control device, including a method for determining the ultrasound flow rate in a natural gas flask, as well as requirements for the design of the measuring chamber of the installation and the design and location of ultrasonic transducers for measuring the propagation speed of ultrasonic vibrations in natural gas, taking into account propagation of ultrasonic vibrations in natural gas.

A prototype of the device for express control of the natural gas calorific value, suitable for measurements directly at the gas sampling point, as well as carrying out flow measurements on a low-pressure gas line, were developed and manufactured. The duration of the measurement is not more than 5 minutes, which is quite sufficient for practice. The results of experimental studies indicated the relative error of the device that was not more than 1%. Algorithms for device operating were developed, industrial testing of a device research sample for express gas quality

control in streaming mode in low and medium pressure networks were conducted, which allows to determine gas actual energy characteristics and therefore the possibility of owning in a short time and without significant financial losses to relate to the quality of gas its price, as well as the cost of its transportation and storage.

Key words: express quality control of gas, gas quality, gas calorific value, hydraulic calculation of gas pipelines, laying of polyethylene pipes in a steel frame.

Список публікацій здобувача

1. Карпаш О. М., Райтер П. М., Карпаш М. О., Яворський А. В., Тацакович Н. Л., Рибіцький І. В., Даравай І. Я., Банахевич Р. Ю., Височанський І. І. Природний газ: інноваційні рішення для сталого розвитку: монографія – Загальна редакція: Карпаш О. М. ІФНТУНГ. Івано-Франківськ, 2014. 398с.

2. Ксенич А. І., Середюк М. Д., Височанський І. І. Особливості гідравлічного розрахунку поліетиленових газових мереж із урахуванням їх енерговитратності. Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. 2012. №1. С. 189-196.

3. Ксенич А. І., Середюк М. Д., Височанський І. І. Розробка рекомендацій щодо реконструкції сталевих газових мереж шляхом протягування в них поліетиленових труб. Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу. 2012. №1. С. 114-123.

4. Karpash M. O., Yavorsky A. V., Rybitsky I. V., Visochansky I. I., Daravay I. Y. Progress in the field of development of means for express control of natural gas combustion heat. Proceedings of Scientific and Technical Union of Mechanical Engineering, year XXIII. 2015. №2(165). P.p. 43-45 (**Scopus**).

5. Карпаш О. М., Височанський І. І., Дарвай І. Я. Нормативне забезпечення вимірювання енергетичних характеристик природного газу. Нафтогазова енергетика. 2015. №1. С. 39-44.

6. Яворський А. В., Ващишак І. Р., Височанський І. І., Карпаш М. О. Огляд сучасного стану технологій розробок для експрес-контролю теплоти

згорання природного газу. Методи та прилади контролю якості. 2016. №2. С. 51-66.

7. Височанський І. І., Яворський А. В., Карпаш М. О., Карпаш О. М. Технічна реалізація удосконалення технологій експрес-контролю теплоти згорання природного газу. Нафтогазова енергетика. 2017. №27(1). С. 70-78.

8. Височанський І. І., Гоцуляк В. П. Вплив характеристик природного газу на його якість. Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. 2017. №2 (63). С. 102-208.

9. Рибіцький І. В., Височанський І. І., Карпаш О. М., Карпаш М. О. Урахування температури природного газу при експрес визначенні його теплоти згорання. Нафтогазова енергетика. 2017. №2 (28). С. 45-52.

10. Височанський І. І., Чабан Н. І., Максим'юк С. О. Оптимізація газових мереж низького тиску з врахуванням енергетичних характеристик природного газу. Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. 2017. №4(65). С. 103-110.

11. Пат. 114212 Україна. Спосіб експрес визначення теплоти згорання природного газу з урахуванням температури / Карпаш О. М., Рибіцький І. В., Карпаш М. О., Даравай І. Я., Яворський А. В., Височанський І. І.; заявник та патентовласник Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу. № а 2015 00678; заявл. 28.01.2015; опубл. 10.03.2017.

12. Рибіцький І. В., Височанський І. І., Карпаш М. О., Карпаш О. М. Методи та обладнання для експрес-контролю теплоти згорання природного газу. Збірник матеріалів доповідей Сьомої міжнародної науково-практичної конференції і виставки «Сучасні прилади, матеріали і технології для неруйнівного контролю і технології діагностики машинобудівного і нафтогазопромислового обладнання» (25-28 листопада 2014, м.Івано-Франківськ). Івано-Франківськ, 2014. С. 228-230.

13. Рибіцький І. В., Височанський І. І., Даравай І. Я., Карпаш М. О., Карпаш О. М., Яворський А. В., Ващишак І. Р. Забезпечення експрес-

контролю теплоти згорання природного газу. Нафтогазова енергетика 2015: 4-та міжнародна науково-технічна конференція (21-24 квітня 2015, м.Івано-Франківськ). Івано-Франківськ, 2015. С. 271-274.

14. Яворський А.В., Височанський І. І., Карпаш М. О., Райтер П. М., Рибіцький І. В. Досвід розробки і впровадження пристрою для експрес-контролю теплоти згорання природного газу. Неруйнівний контроль та технічна діагностика UkrNTD-2016: 8-а національна науково-технічна конференція (22-24 листопада 2016, м.Київ). Київ, 2016. С. 203-205.

15. Височанський І. І., Яворський А. В., Райтер П. М., Максим'юк С. О., Даравай І. Я. Метод експрес-контролю якості природного газу та його реалізація. Приладобудування: стан та перспективи: 15-та міжнародна науково-технічна конференція (17-18 травня 2016, м.Київ). Київ, 2016. С. 206-207.

16. Яворський А. В., Височанський І. І., Карпаш М. О., Карпаш О. М. Технічна реалізація удосконалення технології експрес-контролю теплоти згорання природного газу. Нафтогазова енергетика 2017: 5-та міжнародна науково-технічна конференція (15-19 травня 2017, м.Івано-Франківськ). Івано-Франківськ, 2017. С. 280.

ЗМІСТ

ВСТУП	4	
РОЗДІЛ 1	АНАЛІЗ МЕТОДІВ ОБСЛУГОВУВАННЯ ТА РЕМОНТУ ГАЗОВИХ МЕРЕЖ З УРАХУВАННЯМ ВИМОГ З ЕНЕРГОПАКЕТУ ЄС	11
1.1	Характеристика об'єкту дослідження	11
1.2	Проблеми, що супроводжують експлуатування газових мереж на сучасному етапі	12
1.3	Огляд літературних джерел з питань вимірювання енергетичних характеристик природного газу	27
1.4	Вибір і обґрунтування напрямку дослідження	33
РОЗДІЛ 2	ДОСЛІДЖЕННЯ ЗАЛЕЖНОСТІ ТЕПЛОТВОРНОЇ ЗДАТНОСТІ ПРИРОДНОГО ГАЗУ ВІД ЙОГО КОМПОНЕНТНОГО СКЛАДУ	35
2.1	Теплотворна здатність природних газів	35
2.2	Оцінка якості природного газу як енергоносія	37
2.3	Методи та засоби вимірювання об'ємної теплоти згорання природного газу	44
2.4	Дослідження процесу горіння природного газу	54
	Висновки до розділу 2	60
РОЗДІЛ 3	ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ ЯКОСТІ ПРИРОДНОГО ГАЗУ НА ЕНЕРГОЕФЕКТИВНІСТЬ ГАЗОПОСТАЧАННЯ	62
3.1	Оцінка впливу теплотворної здатності природного газу на енергозабезпечення споживачів	63
3.2	Удосконалення методики розрахунку реконструкції сталевих газових мереж протягуванням в них поліетиленових труб	67

3.3 Врахування енергетичних характеристик природного газу при проектуванні газових мереж низького тиску	73
Висновки до розділу	83
РОЗДІЛ 4 РОЗРОБЛЕННЯ СИСТЕМИ КОНТРОЛЮ ЗА ТЕПЛОТВОРНОЮ ЗДАТНІСТЮ ПРИРОДНОГО ГАЗУ	85
4.1 Встановлення взаємозалежності між швидкістю звуку в природному газі і його теплотворною здатністю	85
4.2 Дослідження впливу температури природного газу на результат вимірювання теплоти згорання	90
4.3 Обґрунтування вибору основних параметрів вимірювальної системи	96
4.4. Розроблення вимог до установки, її структурної схеми та принципів визначення теплоти згорання природного газу	110
4.5 Проведення експериментальних досліджень дослідного взірця приладу для експрес-контролю теплоти згорання природного газу	120
4.6 Промислова апробація дослідного взірця приладу для експрес-контролю теплоти згорання природного газу	128
Висновки до розділу 4	132
ОСНОВНІ РЕЗУЛЬТАТИ І ПІДСУМКОВІ ВИСНОВКИ	134
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ	136
ДОДАТКИ	149

ВСТУП

Актуальність теми. Участь України в Енергетичному співтоваристві поставила необхідність пришвидшити проведення реформ в енергетичному секторі, в першу чергу для забезпечення виконання вимог Третього Енергопакету ЄС. Важливим кроком у цьому напрямку було прийняття Парламентом у 2015 році Закону «Про ринок природного газу» та низки інших нормативних документів, зокрема ДСТУ ISO 15112:2009 «Природний газ. Визначення енергії», Постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг №2498 від 30.09.2015р. «Про затвердження типового договору розподілу природного газу» та ін., які зобов'язують суб'єктів газового ринку під час здійснення господарських операцій використовувати якісні (енергетичні) характеристики природного газу. Такі вимоги зумовлені тим, що фізико-хімічні показники природного газу мають серйозний вплив на ефективність роботи газових приладів, особливо тих, які використовуються для одержання тепла шляхом спалювання природного газу.

Така постановка питання вимагає від суб'єкта газового ринку, в першу чергу постачальників природного газу нових підходів до обслуговування, експлуатації та ремонту газових мереж середнього та низького тисків, вимірювання витрати і властивостей газу, визначення його енергетичних показників, а також перевірки достовірності і точності одержаних результатів вимірювання. Останнє особливо важливе для коректного розрахунку з споживачами природного газу.

Дослідженню методів та технологій удосконалення роботи газотранспортних мереж, вибору оптимальних режимів їх функціонування займалася велика група вітчизняних та зарубіжних вчених: Грудз В.Я., Середюк М.Д., Говдяк Р.М., Шлапак Л.С., Крижанівський Є.І., Петришин І.С., Банахевич Ю.В., Карпаш О.М., Павловський А.Н., Молдовер Т.І., Buckley T.J., Morrow T.B., Nored M.G., Donald J. та інші.

Проте, в літературі, особливо вітчизняній, є досить небагато досліджень, присвячених даній тематиці. Із зарубіжних джерел можна запозичити тільки загальні методичні підходи, так як організація роботи газових мереж низького та середнього тиску в технічному, технологічному, інформаційному та нормативному планах суттєво відрізняється від вітчизняної, .

Тому проведення досліджень, пов'язаних з удосконаленням методів експлуатації, обслуговування та ремонту газових мереж низького та середнього тиску з врахуванням реальних енергетичних характеристик природного газу є актуальним завданням.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами, грантами.
Дисертаційна робота має науково-прикладний характер і сприяє реалізації Енергетичної стратегії України на період до 2035 року «Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність».

Представлені дослідження виконуються в рамках:

- Директиви Європейського парламенту та Ради 2009/73/ЄС від 13 липня 2009 року «Про спільні правила внутрішнього ринку природного газу та про скасування Директиви 2003/55/ЄС»;
- Постанови НКРЕКП №236 від 25.02.2016 «Про затвердження Методики визначення та розрахунку тарифу на послуги розподілу природного газу»;
- розроблення та впровадження експериментальної установки по контролю якості природного газу (номер державної реєстрації 0116U003388);
- розроблення і впровадження приладу для експрес-контролю теплоти згорання природного газу (номер державної реєстрації 0115U002278);
- розроблення методології та моделювання переходу розрахунків за природний газ за його енергетичними параметрами (номер державної реєстрації 0117U007107);
- промислової апробації приладу для визначення теплоти згорання природного газу «GAS-Hi-Q».

Автор був безпосередньо виконавцем окремих розділів вказаних робіт, результати яких наведені в дисертації.

Мета роботи полягає в вирішенні актуального науково-прикладного завдання з вдосконалення методів експлуатації, обслуговування та ремонту газових мереж середнього та низького тисків шляхом врахування реальних енергетичних характеристик природного газу, що відповідає вимогам 3 Енергопакету ЄС.

Поставлена мета досягається через реалізацію наступних задач:

- Аналіз викликів, що супроводжують експлуатацію газових мереж середнього та низького тисків на сучасному етапі та сучасного стану засобів та методів контролю енергетичних характеристик природного газу.
- Проведення теоретичних досліджень з розробки нових та удосконаленню існуючих методів та технологій експлуатації, обслуговування та ремонту
- Розроблення нового способу контролю теплоти згорання природного газу в потоковому режимі в мережах низького та середнього тиску і проведення експериментальних досліджень його характеристик.
- Розроблення, виготовлення та промислова апробація дослідного взірця потокового вимірювача теплоти згорання природного газу та технології його застосування в реальних газових мережах.

Об'єкт дослідження. Газові мережі середнього та низького тисків.

Предмет дослідження. Методи удосконалення обслуговування, ремонту та експлуатації газових мереж середнього та низького тисків на основі принципу енергоефективності.

Методи дослідження. Загально-логічні методи наукових досліджень, методи теоретичного пізнання та методи опрацювання результатів експериментальних вимірювань. До використаних загально-логічних методів відносяться аналіз, синтез, аналогія, індукція, дедукція. В якості методу теоретичного пізнання застосований гіпотетично-дедуктивний метод.

Наукова новизна отриманих результатів полягає в наступному:

- вперше розроблена стратегія обслуговування газопроводів низького та середнього тисків для забезпечення вимірювання питомої теплоти згорання природного газу, безпосередньо в потоковому режимі
- вперше встановлена та експериментально підтверджена залежність між питомою теплотою згорання та швидкістю ультразвукових коливань, зміною температури природного газу, що дозволяє зменшити (до 1.5%) похибку вимірювань та забезпечити можливість коректного розрахунку з споживачами;
- удосконалено технологію модернізації газових мереж шляхом протягування в них поліетиленових ділянок (вставок), що забезпечує підвищення якісних характеристик природного газу;
- знайшов подальший розвиток метод розрахунку, проектування та реконструкції газових мереж низького та середнього тисків з урахуванням енергетичних характеристик природного газу, що відповідає вимогам 3 Енергопакету ЄС.

Положення, що виносяться на захист.

1. Наукові основи вимірювання питомої теплоти згорання природного газу в потоковому режимі, суть якого полягає у вимірюванні швидкості поширення ультразвукових коливань в газі на двох частотах з врахуванням фактичних параметрів природного газу (температура, тиск, вологість та інші);
2. Експериментально встановлена залежність між теплотворною здатністю природного газу, як суміші вуглеводневих інгредієнтів, та його фактичними характеристиками (вуглеводи, вміст двоокису вуглецю, азоту тощо).

Практичне значення отриманих результатів. В результаті виконаних досліджень було удосконалено методику розрахунку реконструкції діючих газових мереж шляхом протягування в них поліетиленових труб; запропоновано способи врахування енергетичних характеристик природного

газу при проектуванні та модернізації газових мереж низького тиску; розроблено та проведено промислову апробацію дослідного взірця приладу для експрес-контролю якості газу в потоковому режимі в мережах низького та середнього тисків, що дасть можливість за короткий термін та без значних фінансових втрат визначати його фактичні енергетичні характеристики, а отже - можливість прив'язати до якості газу його ціну, вартість транспортування та зберігання. Застосування запропонованого приладу дозволить привести у відповідність до 3-го Енергетичного пакету Європейського Союзу систему комерційних розрахунків за спожитий природний газ і вивести її на новий для України рівень – споживачі платитимуть за спожиту енергію (практика розвинутих країн світу), а не за спожитий об'єм (існуючий стан проблеми). Більше того, надання споживачам можливості оплачувати за фактично використаний природний газ, виходячи з його калорійності, одночасно дасть їм можливість оцінити власне газоспоживання в порівнянні з користуванням електричною енергією і обрати найбільш прийнятний та економічно вигідний ресурс для забезпечення своїх потреб.

Розроблений дослідний взірець установки використовується в лабораторії ПАТ «Івано-Франківськгаз».

Особистий внесок автора в одержанні наукових результатів.

Основні наукові положення та результати, які становлять суть дисертації, отримані автором самостійно. Дисертантом виконано такі наукові дослідження:

- проведено аналіз та систематизовано виклики, які супроводжують експлуатацію газових мереж низького тиску на сучасному етапі;
- вдосконалено методику розрахунку реконструкції сталевих газових мереж протягуванням в них поліетиленових труб;
- запропонована та обґрунтована методика врахування енергетичних характеристик природного газу при проектуванні та реконструкції газових мереж низького тиску;
- розроблена методологія вимірювання теплоти згорання природного газу в потоковому режимі мереж низького та середнього тисків.

Автор був безпосередньо виконавцем окремих розділів вказаних робіт, результати яких наведені в дисертації.

Апробація роботи.

Основні результати доповідалися та обговорювалися на ряді міжнародних і вітчизняних конференціях, зокрема:

- 7-ій міжнародній науково-практичній конференції і виставці «Сучасні прилади, матеріали і технології для неруйнівного контролю і технології діагностики машинобудівного і нафтогазопромислового обладнання» (Івано-Франківськ, 2014, 25-28 листопада);
- 4-ій міжнародній науково-технічній конференції «Нафтогазова енергетика 2015» (Івано-Франківськ, 2015, 21-24 квітня);
- 8-ій національній науково-технічній конференції «Неруйнівний контроль та технічна діагностика UkrNTD-2016» (м.Київ, 2016, 22-24 листопада);
- 15-ій міжнародній науково-технічній конференції «Приладобудування: стан та перспективи» (м.Київ, 2016, 17-18 травня);
- 5-ій міжнародній науково-технічній конференції «Нафтогазова енергетика 2017» (м.Івано-Франківськ, 2017, 15-19 травня).

В повному обсязі результати досліджень доповідалися і обговорювалися на розширеному засіданні кафедри технічної діагностики та моніторингу Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу.

Публікації. За матеріалами дисертаційної роботи опубліковано 16 наукових робіт, у тому числі 1 колективна монографія, 9 статей у наукових фахових виданнях, з яких 1 стаття в іноземному виданні, 5 тез доповідей, 1 патент України на корисну модель.

Структура та обсяг роботи. Дисертаційна робота викладена на 205 сторінках машинописного тексту, складається із вступу, чотирьох розділів, загальних висновків, списку використаних джерел та 9 додатків. Обсяг

основного тексту дисертації складає 135 сторінок друкованого тексту. Робота ілюстрована 9 таблицями та 39 рисунками. Список використаних джерел містить 129 найменувань, з них 98 кирилицею та 31 латиницею.

РОЗДІЛ 1

АНАЛІЗ МЕТОДІВ ОБСЛУГОВУВАННЯ ТА РЕМОНТУ ГАЗОВИХ МЕРЕЖ З УРАХУВАННЯМ ВИМОГ З ЕНЕРГОПАКЕТУ ЄС

1.1 Характеристика об'єкту дослідження

Газотранспортна система України – одна з найбільших, але разом з тим і одна з найстаріших в Європі, її розвиток розпочався в 1924 році [1]. Згідно [2], станом на 01.01.2016 року 31 % газорозподільчих стацій експлуатуються протягом періоду більше 30 років, для 66 % період експлуатації складає від 11 до 30 років і тільки 3 % експлуатуються 10 років і менше.

Мережа об'єднує близько 37,1 тис. км газопроводів, зокрема довжина магістральних газопроводів становить 22,2 тис. км., з них майже 15 тис. км трубопроводів великого діаметра (1020–1420 мм). Зазначимо, що більшість із них експлуатуються до 30 років і майже половина працює менше 15 років. По всій довжині газопроводу більш-менш рівномірно (в середньому через 100–150 км) розподілені 71 компресорні станції, функція яких полягає в підтримці необхідного тиску та швидкості руху газу в трубі (оскільки через тертя газу об стінки труби два останні показники мають тенденцію до зниження). Компресори підтримують тиск (а відповідно і пропускну спроможність газопроводу), додаючи необхідний об'єм газу [3, 4].

В українській газотранспортній мережі є один з найбільших парків сховищ природного газу. Він включає 12 підземних сховищ, які призначені для врегулювання потоків, що перекачуються по системі та створення резервного буферу зберігання енергоресурсу в цілях безперебійного його постачання споживачам в зимовий період. На паливо зі сховищ, а не з "труби", припадає приблизно 40 % українського річного споживання [5]. Це найвищий показник у Європі [6].

Газотранспортні та газорозподільчі мережі поділяються на мережі низького, середнього та високого тисків. До мереж газопостачання низького

тиску відносяться газопроводи, в яких надлишковий тиск не перевищує 5000 Па. До газопроводів середнього тиску відносяться мережі з робочим тиском в межах 5 – 300 кПа. В газопроводах високого тиску наявний робочий тиск 300кПа і вище [7].

1.2 Проблеми, що супроводжують експлуатування газових мереж на сучасному етапі

Попереднє століття існування людства відзначається в історії, як вік стрімкого науково-технічного прогресу. У всіх областях людського життя прогресує техногенний розвиток, який підносить людину над природою, використовуючи всі можливі засоби без врахування фатальних наслідків. Після аналізу пагубних результатів, на межі двох століть набула популярності, як основної ідеології розвитку будь якої-галузі існування людства, концепція сталого розвитку. Одне з перших змістовних його визначень (1987р.) говорить про те, що сталий розвиток – це такий розвиток суспільства, який задовольняє потреби нинішніх поколінь і не ставить під загрозу можливості наступних поколінь задовольняти свої потреби [8].

На початку ХХІ століття в цілях виконавчої підтримки ідеї сталого розвитку в світі почався процес адаптації законодавчих та організаційних постулатів на рівні держав та світових організацій. При чому зміни стосувалися як соціально економічного так і промислового секторів діяльності. В глобальній міжнародній організації ООН створена спеціалізована комісія зі сталого розвитку. За її оцінкою, пріоритетом стратегій сталого розвитку паливно-енергетичного комплексу держав повинне бути енергозбереження. В 2003 році уряд Великобританії опублікував «Білу книгу з енергетики», в якій викладена нова стратегія уряду щодо забезпечення інтеграції енергетики, охорони навколишнього природного середовища та збалансованого економічного розвитку. У ряді країн Західної Європи (Норвегія, Австрія, Швейцарія, Швеція, Данія та інш.) на законодавчому рівні ухвалені плани підвищення енергоефективності, що передбачають 20 % економію енергії до 2020 року. В

Німеччині політичні партії й громадські екологічні організації вимагають 100% енергозабезпечення до 2050 року без АЕС, вугілля, нафти й природного газу.

Сьогодні питання сталого розвитку знайшло відображення і в національному законодавстві України [9]. Також на тему сталого розвитку проведені фундаментальні наукові дослідження в працях вітчизняних вчених [10]. Основним інструментом концепції сталого розвитку є аналіз ситуації та розробка планів дій щодо розвитку тих чи інших галузей промисловості та суспільства на наступні роки. В 2015 році в Україні схвалена стратегія сталого розвитку «Україна-2020». Згідно даного документу, одними із основних принципів державної політики в цілях забезпечення енергонезалежності країни є перехід до енергоощадного використання енергоресурсів із впровадженням інноваційних технологій та уведення 100 відсоткового комерційного обліку споживання енергоресурсів, зокрема – природного газу та наступного розрахунку за спожитий газ з врахуванням його енергетичних показників. Дане положення є одним з обов'язкових до виконання вимог 3 Енергетичного Пакету.

В енергетичному балансі України частка природного газу в загальному обсязі споживання первинної енергії становить приблизно 45%. Сам же природний газ доставляється споживачам України через складну і дуже розгалужену систему магістральних трубопроводів та газопроводів-відгалужень. Кожна з 3,9 тис. свердловин, що знаходяться на території держави, наповнює мережу газом різної якості. Газ, видобутий на території України змішується зі зразками енергоресурсів з інших держав, з параметрами якості, що відрізняються від вітчизняних. Враховуючи вище наведені фактори, забезпечити однакову якість природного газу на всіх точках виходу з газотранспортної системи неможливо. Враховуючи початок впровадження в Україні ринкових відносин в газовому секторі, ситуація невизначеності його якісних параметрів для кожного споживача є доволі дивною. Отже, першим викликом перед сучасним етапом розвитку газових мереж є організація

методики визначення якісних параметрів природного газу в потоковому режимі.

Керуючись українським законодавством, комерційним обліком називається процес визначення за допомогою вузла обліку природного газу обсягу споживання, на підставі якого проводяться взаєморозрахунки [11]. Проте, згідно [12] облік природного газу повинен виконуватися за його енергетичними показниками. Тому, для виконання цієї умови, а отже - впровадження концепції сталого розвитку в галузі транспортування, розподілу та збуту природного газу виникає потреба докорінного реформування газової галузі та принципів і методів її функціонування (нормативно-правових, організаційних, технічних і фінансових). Таким чином, введення комерційного обліку природного газу за його енергетичними показниками є другим викликом в ході модернізації газових мереж України.

Одним із чинників, які знижують ефективність функціонування ГТС, не дивлячись на існуючі системи осушування природного газу, є наявність вологи в транспортованому продукті. Проведені дослідження [13 - 15] вказують на наступні причини підвищеної вологості газу:

- 1) недостатньо якісна підготовка газу на промислах;
- 2) неповне видалення рідини після гідро випробувань і невиконання робіт по осушці на більшості об'єктів капітального будівництва, реконструкції і капітального ремонту газопроводів;
- 3) експлуатація сепараційного обладнання на таких режимах, що не можуть справлятися з відділенням рідинної фази. Цьому сприяє те, що сепараційне обладнання експлуатується з продуктивністю, яка значно переважає номінальну за паспортними даними, або неправильно підібрані параметри тиску і температури в сепараторі;
- 4) попадання рідини в порожнину трубопроводів під час аварій і будівельно-монтажних роботах;
- 5) проведення комплексів робіт по внутрітрубній діагностиці і зв'язаних з ними змінами режимів і швидкостей потоків газу;

б) наявність рідини яка скупчується в порожнинах газопроводів, які не мають камер запуску і прийому очисних пристроїв, і її винесення під час перерозподілення потоків газу і зв'язаних з цим змін режимів роботи газопроводів;

7) конструктивні особливості споруд з наявністю тупикових ділянок, закритих об'ємів, «мертвих» порожнин (порожнина між корпусом і затвором запірної арматури, звужуючі конструкції перемичок між газопроводами та інш.) які утруднюють видалення рідини з порожнин газопроводів;

8) незабезпечення температурного режиму трасою газопроводу. В системі видобутку, газу і газового конденсату в один газопровід можуть працювати декілька установок комплексної підготовки газу (УКПГ). Підготовка газу на кожному з них різна, а отже і точка роси вуглеводнів і вологи в газі, що виходить з кожного УКПГ є різною, температура ту може відрізнятися між собою в доволі широких діапазонах. Перемішування газових потоків з кожної УКПГ призведе до того, що газ однієї з УКПГ буде понижувати точку роси газу іншого УКПГ, що супроводжуватиметься процесом випадіння важких вуглеводнів і рідини з газорідинного потоку. З іншого боку чинні нормативні документи встановлюють точку роси газу на вході в газопровід нижчою за температуру газу, але не регламентують її значення. Зниження температури газу під час транспортування за межу точки роси сприятиме конденсації рідини з газового потоку;

9) експлуатація газопроводів з пониженою витратою. Результатом цього є зниження швидкостей газу на ділянці газопроводу. Як показує досвід експлуатації газопроводів, за умови забезпечення швидкості перекачування більше за 12-15 м/с суттєвого осаду рідини не відбувається і проходить процес самоочищення газопроводу, а при зменшенні швидкості до 5-11 м/с відбувається аперіодичний хвильовий рух рідини, що супроводжується викиданням її з коліна, за умови зменшення швидкості нижче за 5 м/с має місце процес поступового накопичення рідинних забруднень.

Відповідно до вище наведеного, наявність вологи в транспортованому продукті суттєво ускладнює нормальний режим роботи газопроводів і знижує його якість. Пари води здатні конденсуватися, порушуючи нормальний рух газу по газопроводу. На горизонтальних і низхідних ділянках траси рідина рухається у вигляді плівки по стінкам труби. Наявність рідкої плівки значно збільшує гідравлічний опір газового потоку [16]. Найбільша кількість рідини накопичується на висхідних ділянках газопроводу, утворюючи гідравлічний затор, частково чи повністю перекриваючи січення труби. Попри це, наявність в трубопроводі гідратуутворювача (газ, газовий конденсат) і вільної води (рідка вода, лід, вода диспергована в об'ємі газу чи рідкого гідратуутворювача, плівки води на внутрішній поверхні трубопроводу і т.д.) при відповідній температурі і тиску сприяють утворенню гідратів. При створенні умов гідратуутворення на ділянці газопроводу гідратна пробка швидко наростає в міру надходження води і гідратуутворювача. При цьому пари води виділяються з газу, що знижує їх пружність на певну величину і прискорює процес утворення локальної гідратної пробки, яка в свою чергу може повністю перекрити січення труби (рис. 3.1) [17]. Таким чином, враховуючи вихід української газотранспортної системи на міжнародний ринок та утворення ринку природного газу в межах держави, виникає необхідність зменшити рівень вологи в природному газі, а отже – підвищити його якість. Забезпечення необхідної якості даного енергоресурсу є наступним викликом сучасності.

Вказані причини призводять до зниження ефективності газопроводу - підвищення гідравлічного опору і гідростатичного перепаду тиску [18 - 20]. Крім цього, наявність значної кількості рідини в газопроводі значно ускладнює процедуру внутрішньотрубного діагностування трубопроводу, оскільки в такому випадку можливе пошкодження чи руйнування очисного та діагностичного поршнів, які зазнаватимуть гідравлічних ударів. На ділянках повітряних переходів коли очисний поршень, рухаючись в газопроводі, накопичуватиме перед собою значний об'єм води, що може призвести до значного росту внутрішніх напружень у стінці газопроводу та, як наслідок,

значного зростання небезпеки його руйнувати [21]. З огляду на даний факт, газотранспортні підприємства в більшості випадків не проводять очистку порожнини чи внутрішньотрубне діагностування ділянок повітряних переходів значної протяжності.

Особлива небезпека виникає тоді, коли частина рідини, яка конденсується в порожнині трубопроводу покриває шар твердих відкладень і спричиняє корозійне ураження стінки газопроводу [22, 23]. Враховуючи довгостроковий термін експлуатації ГТС України, довготривалий вплив водяних включень на газопроводи спричинюють їх корозію. Результатом зтяжного періоду корозійного процесу трубопроводу є їх руйнування, що в свою чергу, веде до фінансових збитків компанії – постачальника через витоки енергоресурсу та відновлювальні роботи газопроводів.

Станом на сьогодні, ця проблема значно поширена в мережах розподілу газу середнього та низького тисків. Згідно проведеного довгострокового обстеження і моніторингу технічного стану газорозподільних систем України [24], у 12 тис. км мереж вичерпаний термін амортизації (7 % від загальної протяжності), близько 500 км газопроводів вимагають капітального ремонту, а 55 км – заміни. Найбільшої гостроти ця проблема набула у Львівській, Івано-Франківській, Чернівецькій та Одеській областях, де газорозподільні мережі експлуатуються понад 50 років. Враховуючи це, безконтрольний її розвиток має ще й негативний соціально-економічний ефект. Поза всяким сумнівом природний газ відноситься до стратегічних видів продукції і великі обсяги його втрат понижують рівень енергетичної незалежності країни, створюють ризик порушення безперервності газопостачання важливих громадським споруд і об'єктів промисловості та продукують появу небезпечних умов праці працівників ГТС і умов життя населення. Таким чином, значне поширення зношеності мереж газотранспортної та газорозподільчої систем є викликом для розвитку газотранспортної галузі в Україні на сучасному етапі.

В цілях визначення фактичних збитків від розвитку корозійних процесів в газорозподільчих мережах пропонується розглянути газопроводи однієї з

найбільш проблемних областей - двох газорозподільчих станцій регіонального постачальника природного газу ПАТ «Івано-Франківськгаз» ГРС Лопушня та ГРС Болехів.

ГРС Лопушня забезпечує розподіл природного газу газопроводами, загальною довжиною 104,553 км, серед яких – газопроводи високого тиску 7,5 км, газопроводи середнього тиску 37,313 км та газопроводи низького тиску 59,74 км. Мережа розподільчої станції включає 10 газорозподільчих пунктів, 34 шафові газорегуляторні пункти та 6 станції катодного захисту. ГРС Лопушня обслуговує 11 населених пунктів, при чому на три населені пункти (с.Світанок, с. Н.Липиця, с.Зеленів) припадає 90 % виявлених витоків газу на підземних газопроводах.

Аналіз терміну служби газопроводів даної ГРС вказує на те, що практична більшість мереж експлуатуються більше 40-ка років. Результати аналізу наведені на рис. 1.1.

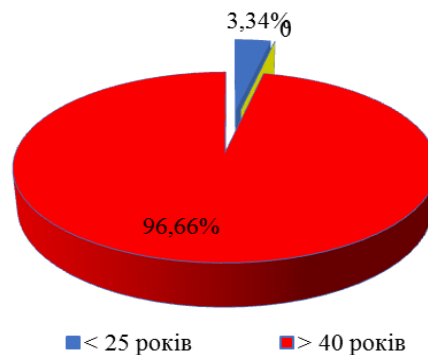


Рисунок 1.1 - Діаграма терміну експлуатації газопроводів мережі
ГРС Лопушня

На рисунку 1.2 наведена візуалізація технічного стану газопроводів по селах: Світанок, Н.Липиця, Зеленів. Як видно з рис. 1.2, більшість мереж знаходяться в технічно непридатному стані, для яких ризик виникнення витoku газу є високим.

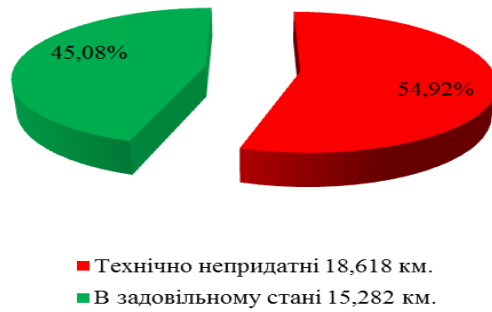


Рисунок 1.2 - Діаграма технічних характеристик газопроводів мережі
ГРС Лопушня

В таблиці 1.1 наведена інформація, що характеризує технічно непридатні газопроводи сіл: Світанок, Н. Липиця та Зеленів.

Таблиця 1.1 - Оцінка випадків витоків газу на підземних газопроводах
в період 2015-2017 р.р.

Населений пункт	Виявлені та ліквідовані ВИТОКИ			Пошкодження ізоляційного покриття		Кількість попадань води у підземні газопроводи	Аварійні заявки на АДС, що пов'язані із відсутністю газопостачання через витоки газу на підземних газопроводах
	Всього	Точкових	Методом вварювання катушок	шт.	м		
с. Світанок	131	107	24	563	932	1	6
с. Н.Липиця	42	12	30	319	500	0	5
с. Зеленів	49	25	24	136	270	1	1
Всього	222	144	78	1018	1702	2	12

На рис. 1.3 наведені графіки кількостей виявлених та ліквідованих витоків газу в мережі розподілу ГРС Лопушня за період 2015 – 2017 р.р., що демонструє динаміку утворення витоків газу на підземних газопроводах.

На рис. 1.4 наведені зразки утворених пошкоджень газопроводів мережі ГРС Лопушня в с. Світанок по вул. Зелена.

На рис. 1.5 наведені зразки утворених пошкоджень газопроводів мережі ГРС Лопушня в с. Н.Липиця по вул. Центральна.

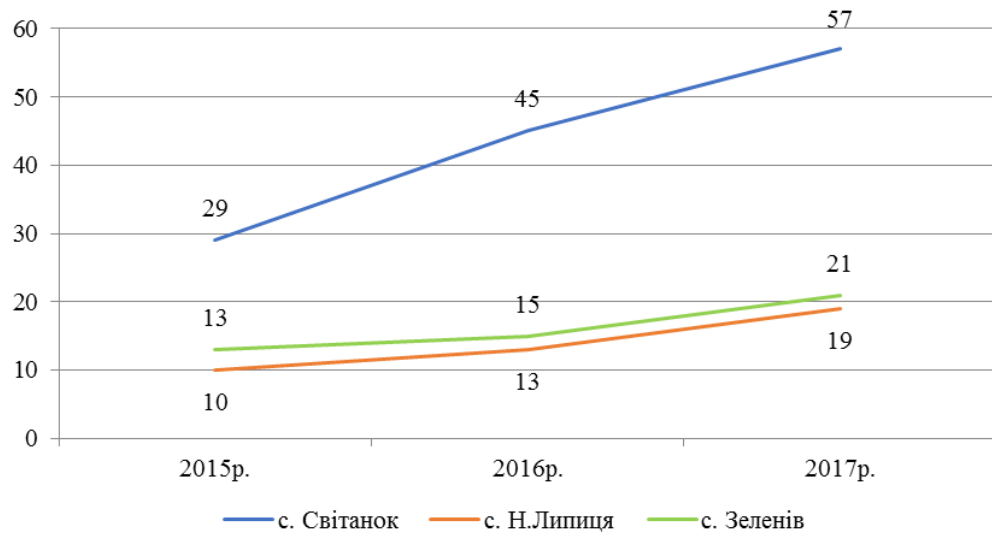


Рисунок 1.3 - Динаміка виявлених та ліквідованих витоків природного газу на підземних газопроводах мережі ГРС Лопушня



Рисунок 1.4 - Отвори газопроводу, утворені витокком газу в с.Світанок по вул.Зелена

Проведемо техніко-економічне обґрунтування заміни технічно непридатних газопроводів мережі ГРС Лопушня, результати якого дадуть можливість оцінити доцільність виконання даного заходу. З цією метою визначимо фінансові витрати на заміну технічно непридатних газопроводів за формулою:

$$B_{\text{зам}} = l \cdot B_{\text{одн.км.}}, \quad (1.1)$$

де l - довжина технічно непридатних газопроводів, км;

$B_{\text{одн.км.}}$ - вартість заміни 1 км газопроводу, тис.грн/км.



Рисунок 1.5 - Отвори газопроводу, утворені вибоком газу в с.Н.Липиця по вул.Центральна

Враховуючи дані рис. 1.2, протяжність технічно непридатних газопроводів в с. Світанок, с. Н.Липиця, с. Зеленів становить 18,618 км. Вартість заміни 1 км підземних газопроводів, згідно Плану розвитку ПАТ «Івано-Франківськгаз» на 2018р., складає 463 тис.грн. З врахуванням цього, вартість заміни технічно непридатних газопроводів по селах: Світанок, Н.Липиця, Зеленів – складатиме:

$$B_{\text{зам}} = 18,618 \cdot 463 = 8620,1 \text{ тис.грн.}$$

Фінансові втрати при незаміненому газопроводі складаються з загальної вартості ліквідації точкових вибоків ($B_{\text{лікв}}$) та вартості природного газу ($B_{\text{газ}}$), що безпосередньо втрачений під час вибоку:

$$B_{н.зам} = B_{лікв} + B_{газ} \quad (1.2)$$

Загальна вартість ліквідації точкових витоків включає вартість ліквідації точкових витоків газу ($B_{м.в.}$) та вартості ліквідації витоків газу методом вварювання котушки ($B_{кот}$):

$$B_{лікв} = B_{м.в.} + B_{кот} \quad (1.3)$$

Вартість ліквідації точкових витоків розраховується за формулою:

$$B_{м.в.} = N_{м.в.} \cdot B_{одн.м.в.}, \quad (1.4)$$

де $N_{м.в.}$ - кількість точкових витоків за рік;

$B_{одн.м.в.}$ - середня вартість ліквідації одного точкового витоків газу із урахуванням усіх затрат, тис.грн.

У 2017 році відбулося 55 точкових витоків газу. За даними ПАТ «Івано-Франківськгаз», середня вартість ліквідації одного точкового витоків газу складає 3 тис.грн. Враховуючи формулу 1.4 розрахуємо вартість ліквідації точкових витоків у 2017 році:

$$B_{м.в.} = 55 \cdot 3 = 165 \text{ тис.грн.}$$

У 2017 році відбулося 42 витоків газу, що ліквідовані методом вварювання котушки. За даними ПАТ «Івано-Франківськгаз», середня вартість ліквідації одного витоків газу вварювання котушки, із урахуванням усіх затрат становить 5 тис.грн. Вартості ліквідації витоків газу методом вварювання котушки розраховується за тією ж формулою 1.4:

$$B_{кот} = 42 \cdot 5 = 210 \text{ тис.грн.}$$

Отже, загальна вартість ліквідації точкових витоків рівна:

$$B_{лікв} = 165 + 210 = 375 \text{ тис.грн.}$$

Вартість втрат природного газу через його витоків знаходиться за формулою:

$$B_{газ} = V_{вум} \cdot T_{пр.газ}, \quad (1.5)$$

де $V_{вум}$ - об'єм втрат природного газу на витоків, м³;

$T_{пр.газ}$ - тариф за 1 м³ природного газу, м³.

За 3 місяці 2016 та за 9 місяців 2017 років втрати природного газу по ГРС Лопушня становлять – 716,2 тис.м³ без урахування метрологічних втрат. За даними ПАТ «Івано-Франківськгаз», близько 70 % втрат природного газу по ГРС Лопушня припадає на села: Світанок, Н.Липиця, Зеленів. Тариф за природний газ рівний 6,9579 грн./м³. Таким чином, у грошовому еквіваленті вартість втрат газу рівні:

$$B_{газ} = 716200 \cdot 0,7 \cdot 6,9579 = 3488,3 \text{ тис.грн.}$$

Отже, фінансові річні втрати при незамінених газопроводах мережі ГРС Лопушня рівні:

$$B_{н.зам} = 375 + 3488,3 = 3863,3 \text{ тис.грн.}$$

Термін окупності заходу з заміни технічно непридатних газопроводів розраховується за формулою:

$$K = \frac{B_{зам}}{B_{н.зам}} \quad (1.6)$$

Враховуючи вище розраховані величини, рентабельність заміни технічно непридатних газопроводів в мережі ГРС Лопушня становить:

$$K = \frac{8620,1}{3863,3} = 2 \text{ роки 3 місяці}$$

Враховуючи, що термін окупності 2,2 роки є адекватним для будь-якого інвестиційного проекту, питання заміни технічно непридатних газопроводів в мережах низького та середнього тисків є актуальним. Більше того, впровадження даного заходу створить умови безаварійного та безперебійного газопостачання, що дасть позитивний соціальний ефект.

З метою врахування всіх можливих умов що впливають на рентабельність заміни технічно непридатних мереж, пропонується провести розрахунок за аналогічною методикою для мережі, що має вищий відсотковий склад газопроводів задовільного стану. Для розрахунку обрано мережу газорозподілу ГРС Болехів, яка забезпечує розподіл природного газу газопроводами, загальною довжиною 139,115 км, серед яких – газопроводи високого тиску 2,374 км, газопроводи середнього тиску 37,13 км та газопроводи низького тиску

99,811 км. Мережа розподільчої станції включає 13 газорозподільчих пунктів, 24 шафові газорегуляторні пункти та 14 станцій катодного захисту. ГРС Болехів обслуговує 5 населених пунктів.

Аналіз терміну служби газопроводів даної ГРС вказує на те, що більшість мереж експлуатуються більше 40-ка років. Результати аналізу наведені на рис. 1.6.

На рис. 1.7 наведена візуалізація технічного стану газопроводів ГРС Болехів. Як видно з рис. 1.7, більшість мереж знаходяться в технічно задовільному стані.

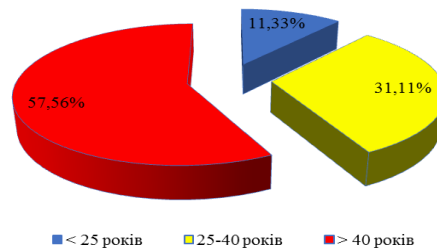


Рисунок 1.6 - Діаграма терміну експлуатації газопроводів мержі ГРС Болехів



Рисунок 1.7 - Діаграма технічних характеристик газопроводів мержі ГРС Болехів

В таблиці 1.2 наведена інформація, що характеризує технічно непридатні газопроводи ГРС Болехів.

Таблиця 1.2 - Оцінка випадків витоків газу на підземних газопроводах в період 2015-2017р.р.

Населений пункт	Виявлені та ліквідовані витокі газу на підземних газопроводах в період 2015-2017 р.р.			Пошкодження ізоляційного покриття		Кількість попадань води у підземні газопроводи	Аварійні заявки на АДС, що пов'язані із відсутністю газопостачання через витокі газу на підземних газопроводах
	Всього	Точкових	Методом вварювання катушок	шт.	м.		
м.Болехів	198	183	15	144	18720	43	198
с.Гузіїв	43	37	6	52	5478	4	35
Всього	241	220	21	196	24198	47	233

На рис. 1.8 наведені графіки кількостей виявлених та ліквідованих витоків газу в мережі розподілу ГРС Болехів за період 2015 – 2017 р.р., що демонструє динаміку утворення витоків газу на підземних газопроводах.

За формулами (1.1) – (1.6) здійснюємо розрахунок рентабельності проведення заходу з заміни технічно непридатних газопроводів мережі ГРС Болехів. Під час розрахунку приймаються наступні дані:

- 12,522 км – протяжність технічно непридатних газопроводів в м. Болехів та с. Гузіїв;

- 75 шт. – кількість точкових витоків газу;

- 7 шт. – кількість витоків газу, що ліквідовані методом вварювання катушки;

- За 3 місяці 2016 та за 9 місяців 2017 років втрати природнього газу по ГРС Болехів становлять – 550,103 тис.м³ без урахування метрологічних втрат;

- Близько 70 % втрат природнього газу по ГРС Болехів припадає на м.Болехів та с. Гузіїв.

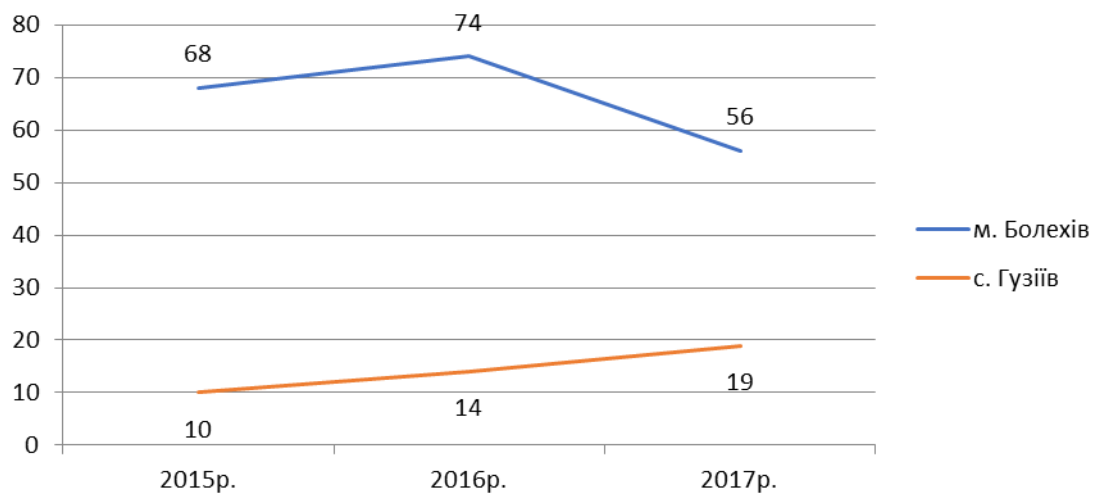


Рисунок 1.8 - Динаміка виявлених та ліквідованих витоків природного газу на підземних газопроводах мережі ГРС Болехів

В процесі розрахунку одержано, що вартість заміни технічно непридатних газопроводів по м. Болехів та с. Гузіїв складатиме 5797,7 тис.грн., вартість ліквідації витоків за останній рік в мережах ГРС Болехів становить 260 тис.грн та вартість втрат природного газу через його витoki рівні 2679,3 тис.грн. Виходячи з цього, термін окупності заміни технічно непридатних газопроводів в мережі ГРС Болехів рівний 2 роки.

Отже, враховуючи виконані розрахунки слід відмітити, що захід з заміни технічно непридатних газопроводів є прибутковим як для мереж з високим так і з низьким відсотковим складом непридатних для експлуатації газопроводів. Слід зазначити, що реконструкція системи газопостачання повинна проводитися з використанням енергоефективних технологій, що дозволяють зменшити обсяг витрат та втрат природного газу. Однією з прогресивних технологій в газопостачанні України є реконструкція зношених підземних сталевих газопроводів із використанням їх як каркаса для протягування в них поліетиленових труб. Дослідження питання усунення проблеми зношеності газопроводів через використання інноваційного підходу заміни газопроводів детальніше розглянеться в 3 розділі.

Таким чином, для розвитку газотранспортної галузі України в напрямку стратегії сталого розвитку необхідно впровадити комерційний облік

споживання природного газу. Такий підхід базується на визначенні якісного показника даного енергоресурсу, а саме – питомої об'ємної теплоти згорання природного газу.

1.3 Огляд літературних джерел з питань вимірювання енергетичних характеристик природного газу

Як основний якісний показник природного газу використовується нижча питома теплота згорання природного газу. Значення нижчої теплоти згорання (нижня межа) відповідно до ГОСТ 5542-87 «Газы горючие природные для промышленного и коммунально-бытового назначения. Технические условия» (який втратив чинність 01.01.2018 р, на теренах СНД продовжує діяти аналогічний ГОСТ 5542-2014 [25]) становить 7600 ккал/м^3 ($31,8 \text{ МДж/м}^3$). Чинний Кодекс газотранспортної системи [26] встановлює діапазон значень для H_n від 7805 ккал/м^3 ($32,66 \text{ МДж/м}^3$) до 8255 ккал/м^3 ($34,54 \text{ МДж/м}^3$).

Виходячи з вище наведеного, надзвичайно важливим, для оцінки обсягу енергії газового потоку є методичне і приладове забезпечення для визначення теплоти згорання природного газу, як для визначення його якості так і обліку природного газу в енергетичних одиницях [27].

Важливість теплотворної здатності газу, як його найважливішої характеристики, підтверджується тим, що така процедура визнана в світовій практиці і прийнята в міжнародному стандарті ДСТУ/ISO 15112:2009 «Природний газ. Визначення енергії» [28], який в 2009 році набув чинності і в Україні, для здійснення розрахунків між споживачем та постачальником природного газу використовують такий його показник, як вміст енергії E , (МДж , Гкал , $\text{кВт}\cdot\text{год}$), що міститься у даній кількості газу, Q , розраховують множенням теплоти згорання, H , на відповідну кількість газу [28, 29].

Енергію можна вимірювати безпосередньо або розраховувати за кількістю і теплотою згорання газу (див. рис. 1.9 - 1.10).



Рисунок 1.9 - Схема вимірювання енергії

Здебільшого, кількість газу виражається через його об'єм і теплота згорання знаходиться на основі вимірювань об'єму. Для одержання точного результату визначення енергії, необхідно, щоб і об'єм газу, і теплота згорання були зведені до однакових заданих умов. Визначення енергії базується або на накопиченні за деякий період часу низки послідовних значень розрахованої теплоти згорання і відповідних значень витрати газу, або на множенні загального об'єму газу на прийняте значення теплоти згорання за той самий період.

Особливо у тих випадках, коли теплота згорання – величина змінна або витрати газу і його теплота згорання визначаються у різних місцях, необхідно враховувати вплив на точність різниці у часі між вимірюваннями теплоти згорання і витратою.

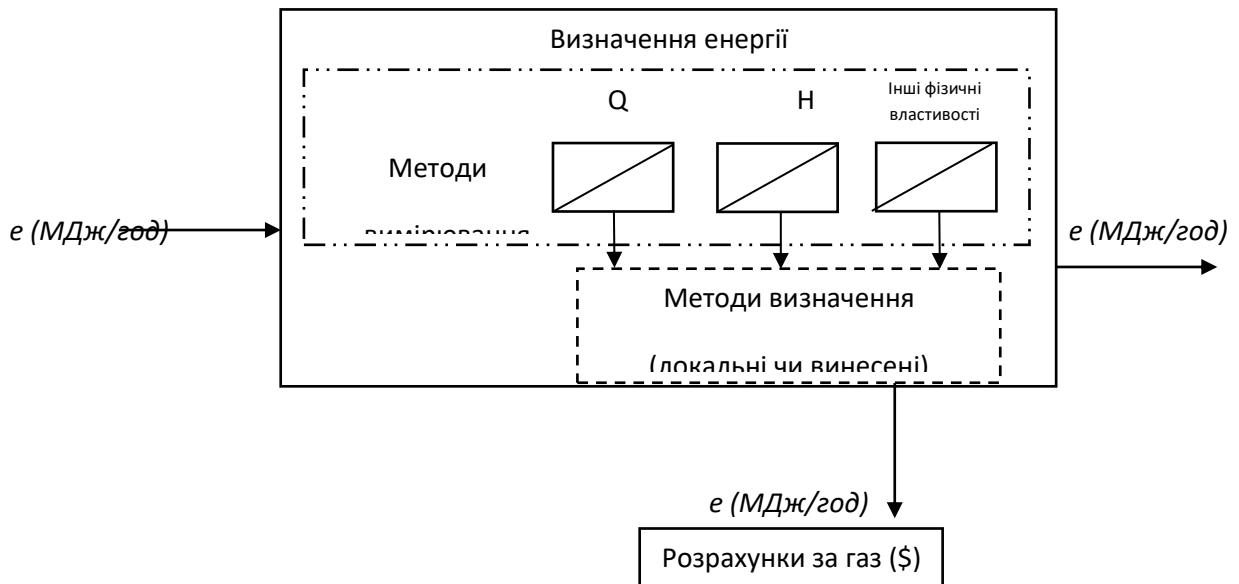


Рисунок 1.10 - Схема визначення енергії

Об'єм газу може бути вимірний і зафіксований як об'єм для рекомендованих ISO стандартних умов, або може бути вимірний за інших умов, з подальшим зведенням до стандартних умов, рекомендованих ISO, з допомогою одного з методів перетворення об'єму. Використовуваний у конкретному місці передачі газу метод перетворення об'єму може витребувати якісні характеристики газу, визначені в інших місцях. У даному стандарті, як стандартні умови, приймається температура 288,15 К і тиск 101325 кПа, відповідно до вимог ISO 13443.

Тип засобів вимірювань і використовуваний метод вимірювання витрати газу на діючих вимірювальних вузлах залежить від:

- відповідних умов національного законодавства;
- витрати газу;
- комерційної вартості газу;
- зміни якості газу;
- необхідності резервування газу;
- інструментальної специфікації.

Необхідно також забезпечити відповідну якість результатів вимірювань витрати газу, яка, загалом, залежить від наступних чинників:

- робочих умов;
- періодичності і якості обслуговування;
- робочих еталонів;
- відбору проби і її очищення;
- зміни складу газу;
- старіння засобів вимірювання.

Важливо визначити і зафіксувати можливі місця передавання природного газу, в яких має визначатися його енергія. Загальну схему таких місць зображено на рис.1.11.

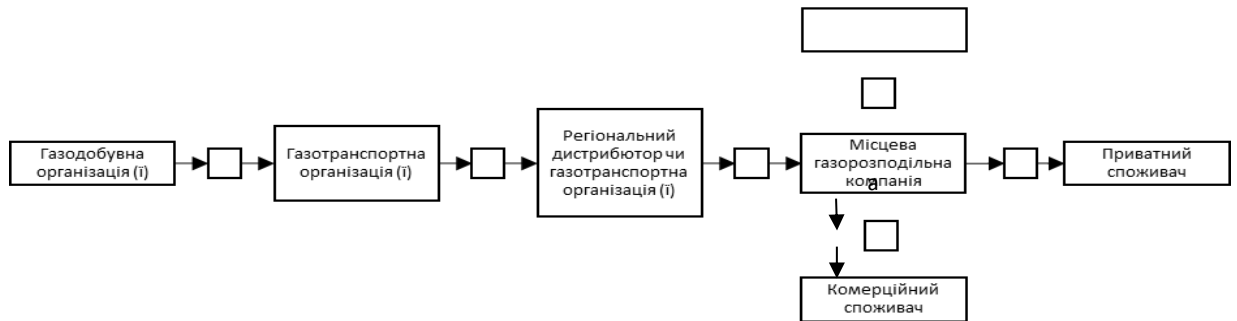


Рисунок 1.11 - Можливі місця передавання газу, в яких визначається енергія, на шляху від виробника до споживача

Квадратами від 1 до 6 (рис. 1.11) зображено різні місця передавання у схемі газопостачання, які потенційно можуть бути вимірювальними вузлами, але це буде визначено умовами угоди на постачання природного газу.

Загалом, існують два основних методи визначення енергії природного газу – пряме та непряме.

Пряме визначення енергії, за якого окремі фізичні параметри (наприклад, Q , H) не вимірюються (див. рис. 1.12). Потік енергії і кількість енергії калібрується і визначається в пункті вимірювання.



Рисунок 1.12 - Пряме визначення енергії

Непряме визначення енергії, за якого енергія визначається на основі попередньо виміряних або розрахованих значень об'єму чи маси, теплоти згорання та інших параметрів газу. Під час непрямого визначення енергії об'єм або маса, теплота згорання та інші фізичні параметри газу, такі як вміст CO_2 , густина і т.п. вимірюються окремо на вимірювальній станції (див. рис. 1.13), при цьому вимірювальне обладнання калібрується індивідуально.

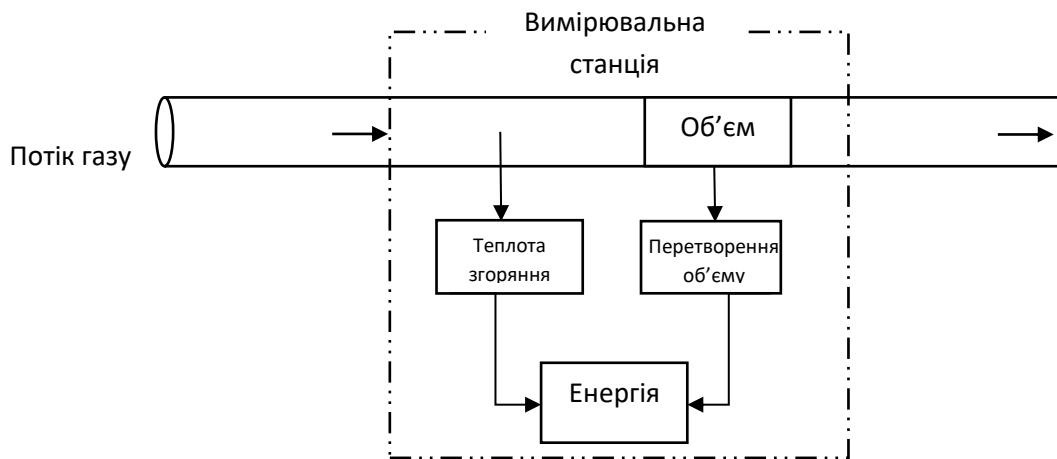


Рисунок 1.13 - Непряме вимірювання теплоти згорання

Об'ємна витрата і кількість енергії, здебільшого, відображаються в точці вимірювання. Для більших значень кількості газу, наприклад, на перетині меж, необхідно визначати теплоту згорання за допомогою двох калориметрів на кожній станції (див. рис. 1.14).

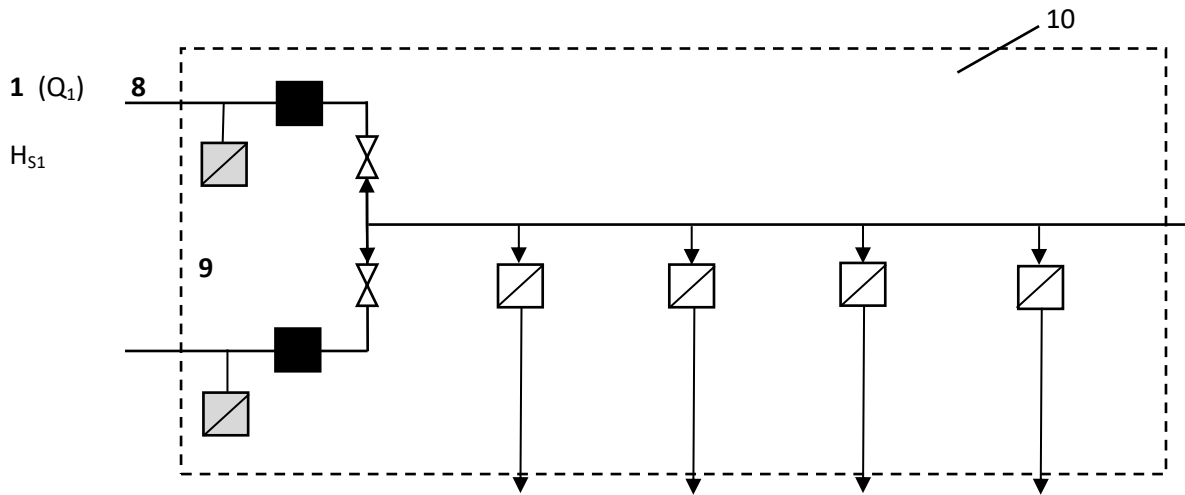


Рисунок 1.14 - Призначення змінного значення – приклад для двох газів різної якості і односпрямованого потоку

1, 2, 4-7 місця передачі; 8 - вентиль №1; 9 - вентиль №2; 10 - мережа визначення енергії.

Другий метод полягає в одержанні значення теплоти згорання та об'єму на вимірювальному вузлі з подальшим передаванням даних на центральну вимірювальну станцію, де визначається витрата енергії і її кількість.

Основною процедурою у визначенні енергії природного газу є розрахунок кількості енергії.

Згідно з рис. 1.10 визначення енергії потоку газу базується на залежності зміни витрати і теплоти згорання як функції від часу, тобто $Q(t)$ і $H(t)$ відповідно.

Основне диференційоване рівняння визначення енергії $e(t)$ задається формулою:

$$e(t) = Q(t) \cdot H(t). \quad (1.7)$$

Кількість енергії $E(t_n)$, що протікає за період часу від t_0 до t_n (наприклад, за період визначення енергії) розраховується інтегруванням формули (1.7) за час t :

$$E(t_n) = \int_0^{t_n} e(t) dt = \int_0^{t_n} H(t) \cdot q(t) dt. \quad (1.8)$$

Найкоротшим звітним періодом визначення енергії, яка використовується з комерційною метою, є 1 година чи його похідні (наприклад, день, тиждень, місяць, рік).

Для звітного періоду в 1 годину можуть застосовуватися дві наступні процедури:

- множення розрахованого за нормальних умов об'єму на середнє значення теплоти згорання за це самий період;

- ситуаційний розрахунок енергії пристроєм зміни об'єму з використанням вимірних значень на основі QriHrз подальшим підсумовуванням цих окремих кількостей енергії упродовж години.

Відповідні погодинні значення кількості енергії можуть послідовно підсумовуватися для одержання величини за день, місяць чи рік.

Як бачимо з проведеного аналізу, процедура визначення енергетичних характеристик природного газу має стати штатною технологічною операцією під час здійснення господарських операцій (купівлі, продажу, постачання) на території України. Дані положення відображені в Законі України «Про ринок природного газу», проект якого винесено для обговорення [30]. Для цього важливо, окрім нормативного забезпечення даних вимірювань, мати широкий спектр атестованих технічних засобів для визначення енергетичних характеристик природного газу і, насамперед, теплоти згорання.

1.4 Вибір і обґрунтування напрямку дослідження

В результаті проведеного аналізу виявлено, що техногенне спрямування розвитку сучасного суспільства диктує необхідність адаптації всіх його сфер до засад сталого розвитку. Зокрема, перед таким розвитком газотранспортної сфери постали такі основні напрямки розвитку:

- Організація комплексної системи визначення якості природного газу в потоковому режимі, що дасть можливість впровадження комерційного обліку даного енергоресурсу в енергетичних показниках;

- Зменшення вмісту вологи в природному газі, що проходить по українській газотранспортній та газорозподільчій системі для дотримання вимог утвореного ринку газу щодо його якості;

- Впровадження системних відновлювальних робіт для трубопроводів газотранспортної та газорозподільчої систем України, враховуючи високий відсоток їх зношеності. Дотого ж, як показали попередньо виконані розрахунки, проведення робіт по заміні технічно непридатних трубопроводів газотранспортної та газорозподільчої систем є рентабельним як для ділянок мереж з високим відсотком зношених газопроводів, так і для мереж з вищим вмістом газопроводів в задовільному стані.

Враховуючи дані твердження для подальшого наукового дослідження вибрано наступні напрямки:

1. Визначення теплоти згорання природного газу на всіх етапах його транспортування та розподілу до споживачів для здійснення комерційних розрахунків;
2. Забезпечення дотримання якісних (нормативних) характеристик природного газу в мережах низького та середнього тиску для забезпечення коректного розрахунку зі споживачами;
3. Необхідність вимірювання теплоти згорання природного газу, в тому числі в потоковому режимі, в системах газопостачання різного рівня.

Результати експериментальних досліджень даного розділу наведені в таких публікаціях:

1. Карпаш О.М., Райтер П.М., Карпаш М.О., Яворський А.В., Тацакович Н.Л., Рибіцький І.В., Даравай І.Я., Банахевич Р.Ю., Височанський І.І. Природний газ: інноваційні рішення для сталого розвитку. Монографія. ІФНТУНГ. Івано-Франківськ, 2014. 398 с. (фахове видання України).

РОЗДІЛ 2

ДОСЛІДЖЕННЯ ЗАЛЕЖНОСТІ ТЕПЛОТВОРНОЇ ЗДАТНОСТІ ПРИРОДНОГО ГАЗУ ВІД ЙОГО КОМПОНЕНТНОГО СКЛАДУ

За умов зростання дефіциту енергоносіїв якість природного газу являється одним з найважливіших критеріїв ефективності його використання. Адже кількість енергії, яку отримає споживач, пропорційна масі отриманого природного газу і його теплотворній здатності. В період великих обсягів видобутку і споживання газового пального дефіцит якості (тобто зниження теплотворної здатності) покривався за рахунок збільшення обсягів газоспоживання. В даний час при обмеженні об'ємів газоспоживання актуальним виявляється питання якості газового пального.

Розглядаються аспекти проблеми оцінювання енергетичних характеристик природних газів. Показано, що для оцінки природного газу як палива найбільш доцільно використовувати його теплотворну здатність, яка фізично залежить від ряду факторів, зокрема компонентного складу, вологості, наявності негорючих та агресивних інгредієнтів. Виконано аналіз впливу фізичних факторів на величину нижчої теплотворної здатності вуглеводневих газів. Дано оцінку впливу кожного з факторів на енергоефективність природного газу як суміші вуглеводневих і негорючих компонентів. Запропоновано методику оцінювання енергоефективності природного газу, зроблено висновки і пропозиції ефективного керування якістю природних газів.

2.1 Теплотворна здатність природних газів

Найважливішою характеристикою вуглеводневих газів з точки зору їх енергоефективності є теплотворна здатність або теплота згорання.

Теплотою згорання називають кількість енергії, що виділяється при повному згоранні одиниці маси (об'єму чи молекулярної маси) за нормальних фізичних умов. Розрізняють вищу і нижчу теплоту згорання, які відрізняються енергозатратами на видалення вологи з пального. Стандартні значення вищої

та нижчої теплоти згорання основних компонентів природного газу наведено у ГОСТ 30319.1-96 [31]. Однак, на величину теплоти згорання природного газу має вплив ряд факторів, які необхідно враховувати при визначенні поняття «якість газу».

Слід зазначити, що поняття "якість" стосовно природного газу недостатньо чітко визначене в чинних сьогодні в Україні нормативно-технічних документах. В цивілізованих газових державах якісною характеристикою газу як енергоносія є його калорійність (теплотворна здатність), яку визначають за числом Воббе, яке визначається як відношення об'ємної теплоти згорання (вищої або нижчої) до квадратного кореня з відносною за повітрям густини природного газу і характеризує сталість теплового потоку при спалюванні газу. Згідно із стандартами ISO природні гази розділені за числом Воббе на дві групи: H - газ і L - газ. Для H - газу межі числа Воббе становлять 48,36 ... 57,87 МДж/м³, а для L - газу - 41,28 ... 47,38 МДж/м³.

В Україні в чинних нормативно-технічних документах не передбачена диференціація вимог до якості газу, практично єдиним критерієм якості газу сьогодні є його вологість, яка характеризує його транспортну кондиційність та здатність газу забезпечувати безаварійне функціонування систем газопостачання.

Природний газ, який видобувається з родовищ України, за складовими компонентами розділяють на три категорії: газ із переважним вмістом легких вуглеводнів, газ із підвищеним вмістом фракцій важких вуглеводнів, газ із великим вмістом вуглекислого газу.

Тому для оцінювання якості газу в Україні доцільно використовувати такі характеристики: компонентний склад, теплотворна здатність, вологість, наявність та кількість негорючих компонентів.

На даний час, опираючись на результати експериментальних досліджень, наведених в [32] природних газів з різних родовищ України та експортованого газу дають підстави зробити наступні висновки:

- газ більшості родовищ України характеризуються підвищеною вологістю - 0,2 ... 0,8 г/м³;
- природні гази родовищ України є висококалорійними - 50 ... 54 МДж/м³;
- наявність корозійно-активних компонентів, таких, як сірководень та вуглекислий газ, окрім негативного впливу на технологічне обладнання, ще й впливають на калорійність газу.

Таким чином для оцінювання природного газу за його якістю повинне бути введена комплексна система, яка урахуватиме співвідношення наведених характеристик, а також передбачатиме заходи керування якістю природних газів як енергоносіїв.

Для цього насамперед необхідно ввести зміни до нормативної бази, зокрема, визначити нижню межу калорійності газу, який можна використовувати для промислових і комунально-побутових потреб.

2.2 Оцінка якості природного газу як енергоносія

Оцінювання рівня якості природного газу доцільніше здійснювати за *профілем якості* як сукупності одиничних показників його якості [33], оскільки він значно повніше відображає якість газу, ніж комплексний показник якості.

Відповідно до [34] *рівень якості продукції* – відносна характеристика якості продукції, яка ґрунтується на порівнянні значень оцінюваних показників якості продукції з базовими значеннями відповідних показників.

Визначення рівня якості природного газу як енергоносія здійснюємо *груповим методом*, аналізуючи його якість у функціональній групі за призначенням [35], використовуючи відповідний базовий профіль якості газу як *віртуальну міру його якості*, тобто порівнюємо оцінюваний профіль якості газу $\Pi_{ГО}$ з базовим профілем якості $\Pi_{ГБ}$ [36].

Груповий базовий профіль якості газу Π формується як сукупність одиничних зважених базових показників якості $P_{зв,б,i}$ ($i = 1, 2, \dots, m$):

$$\Pi = \Pi_{ГБ} = \{P_{зв,б,1}; P_{зв,б,2}; \dots; P_{зв,б,m}\}, \quad (2.1)$$

а одиничні зважені базові показники якості газу визначаємо за формулою:

$$P_{зв,б,i} = P_{б,i} \cdot \vartheta_i, \quad (2.2)$$

де $P_{б,i}$ – одиничні базові абсолютні показники якості; m – кількість одиничних показників в групі; ϑ_i – коефіцієнт вагомості показника $P_{б,i}$ ($\sum \vartheta_i = 1$).

Груповий оцінюваний профіль якості газу $\Pi_{Г}$ формується як сукупність одиничних зважених оцінюваних показників якості $P_{зв,о}$,

$$\Pi_{ГО} = \{ P_{зв,о,1}; P_{зв,о,2}; \dots; P_{зв,о,m} \}, \quad (2.3)$$

а одиничні зважені оцінювані показники якості газу визначаємо за формулою:

$$P_{зв,о,i} = P_{о,i} \cdot \vartheta_i, \quad (2.4)$$

де $P_{о,i}$ – одиничні базові абсолютні показники якості.

Числові значення одиничних базових абсолютних показників якості газу $P_{б,i}$, використаних при обчисленні одиничних зважених базових $P_{зв,б,i}$ показників якості і формуванні групового базового профілю якості Π визначаються теоретичними розрахунками з урахуванням функціонального призначення газу та реальних його фізико-хімічних властивостей, а коефіцієнтів їхньої вагомості ϑ_i – методом граничних і номінальних значень [37], який ґрунтується на нормуванні гранично допустимих значень відповідних показників якості газу. Розмірність коефіцієнтів вагомості є оберненою до розмірності відповідних одиничних показників якості $P_{б,i}$.

Одиничні оцінювані абсолютні показники якості $P_{о,i}$, визначаємо експериментально вимірюванням відповідних фізико-хімічних властивостей газу за шкалами інтервалів чи відношень. Числові значення коефіцієнтів вагомості ϑ_i в обох випадках повинні бути однакові.

Природні гази з різних родовищ України відрізняються за компонентним складом і, насамперед, вони різняться за теплотою згоряння, числом Воббе та густиною.

Основним показником якості газу, який визначає його енергетичну цінність, є питома об'ємна теплота згоряння або теплотворна здатність газу Q .

Її визначають як кількість тепла, яке виділяється під час повного згоряння газу в повітрі при сталому тиску і сталій температурі, віднесеного до об'єму сухого газу, визначеного за стандартних умов, тобто при тиску $p_C = 0,101325$ МПа і температурі $T_C = 293,15$ К [38].

Значення нижчої питомої теплоти згоряння Q_H природного газу, який подається в магістральні газопроводи з родовищ України, коливається від 31,8 до 36,6 МДж/м³ або від 7600 до 8900 ккал/м³, а газу, який подається для промислового та комунально-побутового використання, тобто як енергоносія, відповідно до [39] не повинне бути меншим від 31,8 МДж/м³ (7600 ккал/м³).

Важливість теплотворної здатності газу, як його визначальної енергетичної характеристики, підтверджується тим, що в більшості країн світу для здійснення розрахунків між споживачем та постачальником газу використовують такий його показник, як вміст енергії E , який визначають як добуток об'єму газу V на його нижчу питому теплоту згоряння Q_H [39].

Однак не враховується те, що навіть після осушування газ не повністю вільний від вологи [40], тобто визначений за (1) вміст енергії газу E не є його реальним показником.

Число Воббе B є основним показником якості природного газу, який характеризує його згоряння у побутових газових приладах. Значення числа Воббе визначає повноту згоряння газу, тобто згоряння без утворення сажі, смол, з мінімальним виділенням оксиду вуглецю, стабільність горіння без зриву і блисків полум'я.

Для комунально-побутової галузі можуть використовуватися природні газу, в яких значення числа Воббе лежить у межах від 41,2 до 54,5 МДж/м³ (9850 – 13000 ккал/м³), однак для забезпечення нормальної роботи побутових газових приладів у кожному конкретному випадку встановлюється номінальне значення числа Воббе, а відхилення від нього не повинне перевищувати $\pm 5\%$.

Густина газу ρ , кг/м³ визначають пікнометричним методом за стандартних умов, тобто за тиску $p_C = 0,101325$ МПа і температурі $T_C = 293,15$ К.

Наявність вологи в газі не лише викликає утворення кристалогідратів, що спричиняє розвиток корозії газопроводів і газових апаратів та порушує роботу автоматики, але й знижує теплотворну здатність газу і, відповідно, його якість як енергоносія [41]. Однак в чинних сьогодні в Україні НТД [31; 42; 43] регламентуються вимоги лише до одної гігрометричної характеристики природного газу – температури точки роси Θ_p за вологою та за вуглеводнями, яка є важливішою для осушування і транспортування газу, ніж для промислового та комунально-побутового використання. Тому доцільно нормувати вологість природного газу (абсолютну W , г/м³ або відносну φ , %) [44] і враховувати її при визначенні його теплотворної здатності газу Q_H [41], тим більше, що гази з більшості родовищ України характеризуються підвищеною вологістю ($W = 0,2 \dots 0,8$ г/м³, а на деяких родовищах і більше [45]).

Наявність в складі природного газу таких компонентів, як *сірководень* та *вуглекислий газ*, мало впливає на його енергетичну цінність, оскільки перший підвищує число Воббе, а другий – знижує його. Негативний ефект цих газів більше проявляється в їхній корозійній активності [45]. Зокрема, сірководень в газі за наявності вологи спричиняє розвиток корозії внутрішньої поверхні газопроводів і газових апаратів та забруднює атмосферу приміщень токсичними продуктами, які утворюються під час його згоряння.

Для газів комунально-побутового та промислового призначення вміст сірководню обмежується значеннями від 0,005 до 0,02 г/м³ [42].

Меркаптанові сірка, яка є корозійно-активною, в природному газі родовищ України міститься в малій кількості або зовсім відсутня. Однак в газах, які надходять з родовищ Росії та Середньої Азії, містяться як сірководень, так і меркаптанові сірка. Тому для газів комунально-побутового та промислового призначення для вмісту меркаптанової сірки встановлена норма – не більше ніж 0,036 г/м³ [42].

Азот, який є негорючим газом, може мати вплив на теплотворну здатність природного газу, оскільки збільшує його об'єм, але, враховуючи невелике значення його концентрації C_{N_2} , цей вплив незначний. Навпаки, в окремих

випадках його концентрацію штучно збільшують, щоб знизити калорійність газу, якщо вона істотно перевищує нормативну [45].

На основі проведеного аналізу публікацій наукових досліджень зроблено висновок, що визначенню якості природного газу надається значна увага [32; 39; 45; 46], однак здебільшого йдеться про вдосконалення вимірювань окремих його фізико-хімічних характеристик (властивостей), зокрема, компонентного складу і вологості [43; 47], на основі яких теоретичними розрахунками визначають інші властивості газу – питому теплоту згоряння, відносну густину, число Воббе [48], тобто без комплексного аналізу функціональних чи кореляційних зв'язків між цими характеристиками. Теплотворну здатність газу неможливо точно визначити без врахування його вологості [41], тоді як чинна сьогодні методика, відображена в ГОСТ 22667-82, оснований на суто теоретичному аналізі компонентного складу газу та характеристиках окремих його компонентів.

Однак перелік десяти чи більше різномірних характеристик газу навіть за умови, що їхні числові значення лежать в межах норми, не дає конкретному споживачеві повної інформації про його якість, зокрема, про енергетичну цінність газу. Тому виникає необхідність на основі системного підходу до проблеми створення комплексної системи оцінювання якості природних газів і керування нею.

На основі результатів аналізу літературних джерел та зроблених висновків сформульовано мету дослідження: розробка наукових засад для створення методики комплексного оцінювання якості природного газу як енергоносія та керування його якістю. Поставлена мета реалізується через вирішення конкретних задач:

- застосування комплексного підходу до проблеми оцінювання якості природного газу як енергоносія;
- обґрунтування вибору фізико-хімічних властивостей природного газу, які найбільше впливають на його теплотворну здатність;

- встановлення функціональних залежностей між фізико-хімічними властивостями природного газу та його теплотворною здатністю;
- вироблення рекомендацій щодо розроблення методики оцінювання якості природного газу як енергоносія;

Ключовим питанням оцінки якості природного газу як енергоносія повинно бути питання про його енергетичну цінність в кінці процесу газопостачання. Споживача менше цікавлять питання про компонентний склад газу, його вологість, які також повинні регламентуватися відповідними нормативно-технічними документами. Однак, якщо споживач використовує природний газ в якості енергоносія, то його в першу чергу цікавить енергоємність продукту, яка оцінюється теплотворною здатністю.

Теплотворна здатність визначається кількістю енергії, отриманої при повному спалюванні одиниці маси (об'єму) природного газу, і поділяється на масову, об'ємну і молярну. Для вуглеводневих горючих газів теплотворна здатність характеризується відношенням мас горючого інгредієнту (водню H) до негорючого інгредієнту (вуглецю C), яке прийнято позначати H/C і яке для найлегшого вуглеводневого газу (метану) приймає максимальне значення $H/C=0,25$ і зі збільшенням молекулярної маси газу зменшується. При цьому зменшується і масова теплотворна здатність пального, а об'ємна теплотворна здатність зростає, оскільки збільшується густина газу. Характер зміни співвідношення H/C та відносних величин масової та об'ємної теплотворної здатності (взято по відношенню до теплотворної здатності метану) приведено на рисунку 2.1. Аналіз результатів показує, що теплотворна здатність етану на 6,82% нижча від теплотворної здатності метану, в свою чергу Відносна різниця теплотворних здатностей етану і пропану складає 2,79%, пропану і бутану – 1,59%, бутану і пентану - 1,35%. Отже, збільшення молекулярної маси вуглеводневого газу призводить до зменшення його теплотворної здатності, однак темп зменшення при цьому падає. Тому найбільш ефективними з енергетичної точки зору є природні гази з максимальним вмістом метану. Збільшення молекулярної маси природного газу призводить до зменшення

теплотворної здатності у відповідності до співвідношення Н/С. Об'ємна теплотворна здатність вуглеводневих газів з збільшенням молекулярної маси зростає, що пояснюється зростанням густини газу за нормальних умов. Однак, це зростання створює ілюзію підвищення енергоефективності важких вуглеводневих газів, оскільки масовий баланс компонентів при цьому не витриманий.

Як правило, до складу природних газів входять перші 5 вуглеводневих горючих газів гомологічного ряду, причому найбільша частка серед інгредієнтів належить метану. Окрім того, до складу природних газів можуть входити негорючі гази, наприклад, вуглекислий газ, сірководень, азот. Наявність водяної пари в природному газі характеризує його вологість, яку розрізняють як абсолютну і відносну. Абсолютна вологість визначається масою водяної пари, що приходить на одиницю об'єму газу і вимірюється в г/м^3 . При збільшенні абсолютної вологості за фіксованих умов газ повністю насичується вологою, і така абсолютна вологість називається вологістю повного насичення. Відношення абсолютної вологості до вологості повного насичення називають відносною вологістю.

Негорючі інгредієнти (в т.ч. водяна пара), що знаходяться в природному газі, призводять до зниження його теплотворної здатності, оскільки при спалюванні забирають частину енергії на їх підігрів до температури згорання.

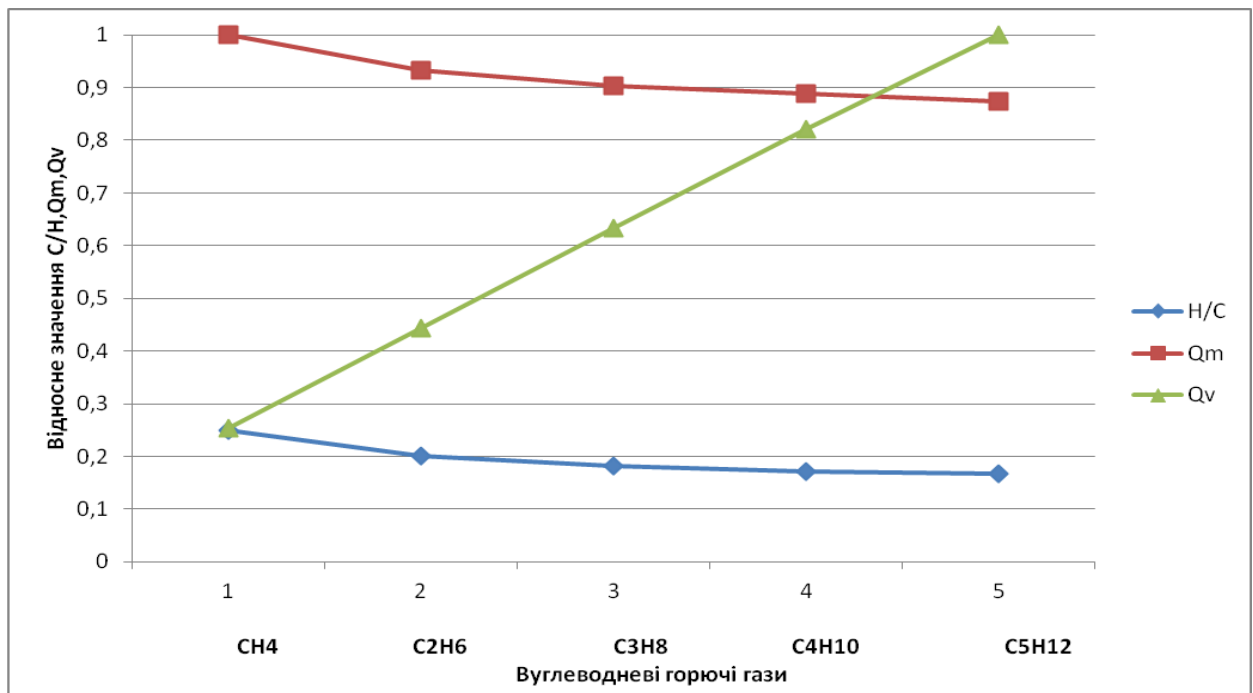


Рисунок 2.1 – Теплофізичні властивості вуглеводневих газів

Природний газ, який ще називають вуглеводневим, майже на 90% складається з вуглеводнів, переважно, метану CH₄. Він містить і важчі вуглеводні - етан, пропан, бутан та пентан, а також меркаптани і сірководень, які є шкідливими складовими, азот і вуглекислий газ, які загалом не є шкідливими, але й не теплотворними, водяну пару, домішки гелію та інших інертних газів і механічні домішки [37]. Всі ці компоненти природного газу по-різному впливають на його теплотворну здатність. Розглянемо цей вплив, проаналізувавши горіння газу.

2.3 Методи та засоби вимірювання об'ємної теплоти згорання природного газу

В Україні визначення теплоти згорання природного газу регламентується ДСТУ ISO 15971:2014 [48], даний нормативний документ визначає, що для визначення теплоти згорання природного газу застосовуються три методи: *прямий, непрямий та кореляційний* з відповідним приладовим забезпеченням [49].

Прямі (калориметричні) методи визначення теплоти згорання природного газу.

Суть прямих (калориметричних) методів базується на вимірюванні кількості теплоти, яка виділяється при повному згоранні газу. Вони поділяються на:

– метод дискретного спалювання газу у калориметричній бомбі при постійному об'ємі. Суть методу полягає у спалюванні в калориметричній бомбі у середовищі стисненого кисню визначеного об'єму газу, який залежить від вмістимості даної бомби, атмосферного тиску, температури і залишкового тиску газу у бомбі, та визначенні кількості тепла, яке виділяється при згоранні, а також при утворенні і розчиненні у воді азотної і сірчаної кислот, що виникають при дослідженні [50];

– метод неперервного спалювання газу в проточному газовому калориметрі при постійному тиску. Суть методу полягає у неперервному спалюванні у калориметрі вимірюваного об'єму газу і вимірюванні тепла, яке виділиться при цьому та яке поглинається неперервно протікаючим потоком води [51];

– метод дискретного спалювання газу у газовому пальнику калориметра при постійному тиску [52].

Засоби вимірювальної техніки, в основу яких покладено калориметричний метод визначення теплоти згорання природного газу

Газовий калориметр CWD2005 є розробкою компанії UNION Apparatebau GmbH (Німеччина) і призначений для визначення об'ємної теплоти згорання горючих газів, у тому числі природного [53]. Калориметр CWD2005 є приладом неперервної дії, робота якого заснована на використанні залежності об'ємної теплоти згорання газу від його щільності і числа Воббе (теплого еквіваленту). Після спалювання відпрацьований газ змішується з потоком охолоджувального повітря, а температура цієї суміші вимірюється термобатареею, що складається з термопар, вільні кінці яких знаходяться в потоці охолоджувального повітря. ТермоЕРС, що при цьому виникає, буде

пропорційна різниці температур і числу Воббе спалюваного газу. Густина газу визначається в спеціальній комірці. У мікропроцесорі за відомими залежностями [54], з урахуванням поправок на втрати тепла, визначається об'ємна теплота згоряння газу.

Калориметр конструктивно виконаний у виді настінної шафи. В калориметрі використовуються різноманітні фільтри для попереднього очищення досліджуваних газів. Діапазон вимірювання питомої теплоти згорання природного газу складає від 25 МДж/м³ до 48 МДж/м³.

До недоліків калориметра CWD2005 слід віднести: значну витрату газу на спалювання (15...200 л/год. в залежності від властивостей газу), неможливість роботи приладу в польових умовах через значні габарити (1016×762×330 мм) та масу (50,5 кг), обмежений діапазон робочих температур (мінус 5...плюс 40°C).

Газовий калориметр CM6G компанії Yokogawa Electric Corporation (Японія) [55] використовується для вимірювання і контролю значення теплоти згорання і числа Воббе паливного газу. У цьому калориметрі відібрана проба паливного газу спалюється на зразковому пальнику з фіксованою подачею повітря. В процесі спалювання визначається за допомогою термопар різниця температур між відхідними газами і температурою повітря, що подається на пальник. Витрата паливного газу і повітря під час спалювання на пальнику вимірюється за допомогою витратомірів змінного перепаду тиску (рис. 2.2).

На основі отриманих даних при спалюванні відібрана проби паливного газу визначається число Воббе. Як і в попередньому приладі для визначення питомої теплоти згорання додатково вимірюється густина паливного газу.

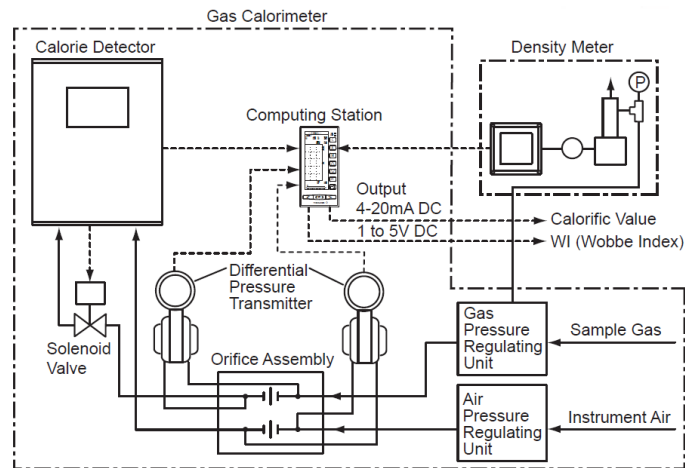


Рисунок 2.2 - Функціональна схема газового калориметра SM6G

Діапазон вимірювання питомої теплоти згорання природного газу складає від 3 МДж/м^3 до 62 МДж/м^3 , витрата газу на спалювання 10 л/хв. Як і попередній засіб вимірювальної техніки даний газовий калориметр має значні габарити ($1970 \times 900 \times 800 \text{ мм}$) та масу (80 кг).

Загальним недоліком калориметричних приладів є те, що зазвичай вони повільно реагують на зміни теплоти згорання природного газу через теплову інерцію, потребують спалювання газової проби та організацію відводу продуктів згорання і мають значні масо-габаритні показники. Незважаючи на високу точність (калориметри відносяться до приладів 1-го класу [48]) такі прилади в Україні не використовуються для вирішення задач визначення питомої теплоти згорання та енергії потоку природного газу.

Непрямий (розрахунковий) метод визначення теплоти згорання природного газу.

Непрямий (розрахунковий) метод заснований на визначенні компонентного складу хроматографічним методом [56] та використанні табличних значень теплоти згорання чистих компонентів газової суміші згідно з [57].

Основою методу визначення розрахункової теплоти згорання природного газу є уявлення про цю величину як про суму теплоти згорання елементів, які містяться у паливі або їх сполук. Отже, для такого роду підрахунку мають бути

відомі кількості різноманітних сполук в паливі (його хімічний склад) і теплота їх згорання, тобто:

$$H = \sum_{i=1}^n H_i \cdot C_i, \quad (2.5)$$

де H_i - питома об'ємна теплота згорання (вища або нижча) i -го компоненту газу;

C_i - концентрація i -го компоненту газу компоненту газу у газовій суміші;

n - кількість компонентів складу газу.

Теплоту згорання природного газу об'ємну (вищу або нижчу) розраховують за компонентним складом і теплотою згорання окремих компонентів газу за допомогою газових хроматографів. Компонентний склад газу в об'ємних частках процента визначають хроматографічним методом за ГОСТ 23781 [56] методом абсолютного калібрування. Визначають всі компоненти, об'ємна частка яких перевищує 0,005%, крім метану, вміст якого визначають за різницею 100% і суми всіх компонентів.

Відповідно до вимог ГОСТ 23781 [56] існує два методи хроматографічного кількісного визначення компонентів:

1) метод А – метод визначення азоту, кисню, гелію, водню, діоксиду вуглецю та вуглеводнів С1 – С6 при об'ємній частці вуглеводнів С5 і вищих не більше від 1% та азоту не більше від 20%;

2) метод Б – метод визначення вуглеводнів від С4 і вищих (до С8) при об'ємній частці від 0,001% до 0,5 %.

Метод А базується на поєднанні газорідинної та газоадсорбційної хроматографії з використанням детектора по теплопровідності. Вуглеводні С1 – С6 та діоксид вуглецю розділяють методом газорідинної хроматографії, а неуглеводневі компоненти (водень, кисень, азот, гелій) – методом газоадсорбційної хроматографії. Аналіз проводять в ізотермічному режимі паралельно на двох колонках (на двох хроматографах або на одному з двома колонками, які можна переключати). Результати аналізу об'єднують. Як газ-

носії при визначенні об'ємної частки вуглеводнів та діоксиду вуглецю використовують гелій або водень. Їх визначення проводять уже на іншій колонці (з ефіром триетиленглікольдибутират). Компонентний склад газу розраховують методом абсолютного калібрування.

Метод Б полягає в кількісному визначенні індивідуальних вуглеводнів C4, C5, C6 та груп вуглеводнів C7 та C8 способом газорідної хроматографії в ізотермічному режимі (або в режимі температурного програмування) з використанням полум'яно-іонізаційного детектора. Цей метод може бути використаний в поєднанні з методом визначення азоту, кисню, водню, гелію, діоксиду вуглецю і вуглеводнів C1-C6 і вищих (метод А).

Засоби виміральної техніки і нормативне забезпечення, в основу яких покладено непрямий (розрахунковий) метод визначення теплоти згорання природного газу.

Відповідно до вимог нормативної документації, що регламентує показники якості природного газу, який використовується для промислового і комунально-побутового призначення, необхідно контролювати теплоту згорання, значення числа Воббе природного газу та вміст у ньому кисню. Крім цього, для проведення коректного комерційного обліку природного газу при його транзиті і передачі споживачам необхідні дані про густину газу і концентрацію в газі азоту і вуглекислого газу. Для визначення зазначених вище компонентів в Україні хроматографічний аналіз є домінуючим.

Визначення зазначених вище компонент здійснюється з використанням хроматографічного аналізу проба природного газу. Фізико-хімічні показники (густина, теплота згорання та числа Воббе) визначаються розрахунковим способом по раніше визначеному компонентному складу природного газу.

До 2008 року компонентний склад природного газу визначався відповідно до вимог [56]. Починаючи з 2008 року в Україні визначення вмісту компонент в природному газі хроматографічним методом регулюється нормативними документами [57-63]. Порядок розрахунку фізико-хімічних показників

природного газу встановлено введеним в 2009 році нормативним документом [64].

На сьогодні в Україні функціонує біля 120 хіміко-аналітичних лабораторій, акредитованих та атестованих на право визначення фізико-хімічних показників (далі – ФХП) природного газу. По всій газотранспортній системі визначено біля 700 характерних місць відбору проб, де періодично (не рідше одного разу на тиждень) відбираються проби газу, за якими в таких акредитованих лабораторіях проводиться визначення ФХП природного газу, серед яких є теплота згоряння. В особливо важливих місцях експлуатується біля 50-ти потокових хроматографів, покази яких можуть використовуватися для визначення енергії газу в масштабі реального часу [65].

Хіміко-аналітичні лабораторії які визначають ФХП природного газу в основному обладнані хроматографічними комплексами «Кристалл» (компанія «ХРОМАТЭК» [66], Росія) і «HP/AC 6890» ([Agilent Technologies Inc](#) [67], Hewlett-Packard Inc, США) (рис. 2.3).

Відповідно вимог до чинних нормативних документів [58-63] для хроматографічних комплексів «Кристалл» і «HP/AC 6890» розроблено методики виконання вимірювань [68-70].

Відбір проб природного газу, для визначення його фізико-хімічних характеристик в умовах акредитованих хіміко-аналітичних лабораторій, відбувається за маршрутом його транспортування. Основними точками відбору є газовимірювальні, компресорні та газорозподільні станції, газорозподільні пункти. Проби природного газу відбираються відповідно до ДСТУ ISO 10715:2009 [71] у обладнаних необхідною інфраструктурою (пробовідбірні лінії, запірні арматура, засоби вимірювання тиску) місцях за напрямком його проходження до споживача у спеціальні балони пробовідбірники.



Рисунок 2.3 - Визначення фізико-хімічних показників проби природного газу за допомогою хроматографічного комплексу «Кристалл 2000м» (ПАТ «Івано-Франківськгаз»)

Відповідно до Кодексу ГТС [72], який набрав чинності в жовтні 2015 року, проби газу беруться в усіх точках входу і виходу газу з ГТС не рідше, ніж раз на тиждень. Кількість потокових хроматографів є наразі недостатньою для отримання оперативної інформації, щодо енергії газового потоку. Зменшення періодичності визначення теплоти згорання обумовлюється детальним аналізом вартості такого моніторингу, оптимізації характерних місць відбору та існуючих можливостей акредитованих лабораторій проводити аналіз ФХП природного газу. Вартість одного потокового хроматографа – біля 100 тис доларів США, вартість одного аналізу проби природного газу в акредитованій лабораторії складає біля 2 тис грн [65]. Незважаючи на високу точність визначення теплоти згорання природного газу (відповідно до ДСТУ OIML R 140:2014 [73] газові хроматографи відносяться до приладів класу точності А) на основі його компонентного складу за допомогою зокрема потокових газових хроматографів, для задач 100% обліку енергії газового потоку, є проблематичним, через високу вартість, необхідність створення необхідної інфраструктури для газового хроматографа – спеціалізований бокс з підігрівом, потреба в газі-носії (як правило гелій або аргон) і відповідне постійне кваліфіковане технічне обслуговування.

Також суттєвою проблемою для проведення хроматографічного аналізу є відбір проби природного газу у кінцевого споживача в мережах низького тиску

де тиск газу повинен становити від 130 до 306 міліметрів водяного стовпа (від 1,27 кПа до 3 кПа). Цей тиск низький, тож його недостатньо для того, щоб наповнити пробовідбірник (надлишкового тиску газу буде недостатньо для того, щоб дослідити його якісні показники на газовому хроматографі, також проблематичною є якісна попередня продувка порожнини пробовідбірника, що вимагається відповідно до ДСТУ ISO 10715:2009 [71]), тож для того, щоб дотиснути газ у балон пробовідбірник, створивши достатній тиск, використовують громіздку установку, яка має проміжний балон з поршнем, завдяки якому декілька разів дотискають газ в кінцевий балон пробовідбірник.

Кореляційні методи визначення теплоти згорання природного газу.

Як альтернатива до наведених методів і обладнання для визначення теплоти згорання природного газу виступають кореляційні методи, як окремий підхід до непрямого визначення теплоти згорання природного газу. До категорії «кореляційних» відносяться прилади, які вимірюють певну фізико-хімічну властивість природного газу і використовують відомі взаємозв'язки між теплою згорання і вимірною властивістю, встановлені як за експериментальними спостереженнями, так і на основі теоретичного аналізування, дають можливість зробити висновок щодо теплоти природного згорання газу.

В основі кореляційних методів вимірювання, як правило лежить вимірювання різних фізико-хімічних параметрів газової проби, а саме: загальна концентрація вуглеводнів, концентрація діоксиду вуглецю, теплопровідність, теплоємність, діелектрична проникність, швидкість поширення ультразвуку в газовій пробі, динамічна в'язкість [74]. Підбір і поєднання даних параметрів (як правило від 2 до 4 інформативних параметрів) в найкращу кореляційну залежність, яка отримується на різних тестових газових сумішах, що моделюють природний газ з різною теплою згорання, дозволяє отримати емпіричну залежність за допомогою якої «кореляційні» прилади дозволяють проводити вимірювання на реальному потоці природного газу [75-85].

Засоби вимірювальної техніки, в основу яких покладено кореляційний метод визначення теплоти згорання природного газу

Незважаючи на значну кількість експериментальних розробок у вигляді дослідницьких стендів та установок на ринку присутній тільки серійний прилад GasLab Q2 [86-88] німецької компанії Honeywell-Elster, що задовольняють вимогам оптимальної вартості, малогабаритних показників, точності та швидкодії для вирішення задачі питомої теплоти згорання та енергії потоку природного газу. Прилад GasLab Q2 складається з вимірювального блоку, в який входять давач теплопровідності, інфрачервоний давач, блок клапанів, фільтр, регулятор напруги, блок перетворення і обчислювач.

Принцип роботи приладу базується на вимірюванні теплопровідності та поглинання інфрачервоного випромінювання компонентами природного газу. Вуглеводні і CO_2 поглинають інфрачервоне випромінювання. Спектральна інтенсивність цього поглинання є певною для конкретного складу газу і пропорційна його концентрації. На основі вимірювань інфрачервоного поглинання та теплопровідності та відповідної кореляційної залежності вираховуються C_xH_x , N_2 і густина газу, а також об'ємна теплота згорання і число Воббе. В процесі роботи прилад калібрується метаном. Діапазон вимірювання теплоти згорання для даного приладу складає від 7300 до 11300 ккал/м³, прилади відносяться до класу точності А згідно OIML R 140 [73], що відповідно забезпечує визначенням теплоти згорання природного газу з похибкою 0,6%. Суттєвим недоліком даного приладу є те, що він розрахований на роботу в газових мережах з надлишковим тиском від 20 кПа, що не дозволяє використовувати їх в мережах низького тиску.

Науковцями ІФНТУНГ (кафедра «Енергетичного менеджменту і технічної діагностики») з 2009 року по даний час ведуться дослідження по напрямку «Розроблення нового методу контролю енергетичних характеристик природного газу». В процесі виконання науково-дослідної роботи створено комплексний підхід до опосередкованого експрес-контролю нижчої теплоти згорання природного газу, який передбачає врахування тільки двох

інформативних параметрів природного газу (швидкості поширення звуку в природному газі та вмісту діоксиду вуглецю) та оброблення результатів вимірювань за допомогою алгоритмів нейронних мереж, які фактично формують кореляційну залежність між інформативними параметрами і теплотою згорання природного газу [89-94]. Такий підхід дозволяє проводити вимірювання теплоти згорання природного газу без небажаного спалювання газу.

В цілях підвищення точності роботи приладів, заснованих на даному методі, необхідним є уточнення залежностей між теплотою згорання та іншими параметрами природного газу, що досліджується, а також дослідження характеристик камери, в якій проходить вимірювання.

2.4 Дослідження процесу горіння природного газу

Горінням називають хімічний процес з'єднання палива та окиснювача, який проходить з інтенсивним виділенням тепла і супроводжується різким стрибкоподібним підвищенням температури та концентрації продуктів реакції і відповідним падінням концентрації первинних реагуючих речовин [40; 44]. Відповідно до закону збереження енергії реакцію горіння природного газу описують рівнянням:

$$Q_r m_r N_r + Q_o m_o N_o = \sum Q_m m_m N_m + Q_{3m} ,$$

(2.6)

де Q_r і Q_o - теплоти утворення газу і окислювача, Дж/кг;

m_r і m_o - маси молекул газу і окиснювача, кг; N_r і N_o - кількість молекул газу і окиснювача;

$\sum Q_m m_m N_m$ - сума добутоків теплот утворення, молекулярних мас і чисел молекул утворених продуктів згорання (підсумовування здійснюють за всіма N_m молекулами, які беруть участь у реакції, $N_m = N_r + N_o$);

Q_{3m} - вільне тепло, що виділилося під час горіння газу, яке називають теплотою згорання.

На рисунку 2.4 приведено залежності питомої масової витрати кисню для повного згоряння компонентів вуглеводневого природного газу і утвореної при цьому маси продуктів згоряння

Для практичного оцінювання енергетичної цінності газу теплоту згоряння визначають як кількість тепла, що виділяється при згорянні 1 кг або 1 м³ газу, тобто в МДж/кг або МДж/м³.

Все тепло, яке виділяється під час горіння природного газу, називають вищою теплотою згоряння газу Q_V . Однак, як вже було зазначено вище, навіть після осушування газ не є повністю вільний від вологи і частина тепла під час горіння газу витрачається на її випаровування. Тому енергетичну цінність природного газу характеризують не всім теплом, яке виділяється під час його горіння, а тільки частиною - без тепла, яке міститься в утвореній водяній парі у формі прихованої теплоти пароутворення Q_w .

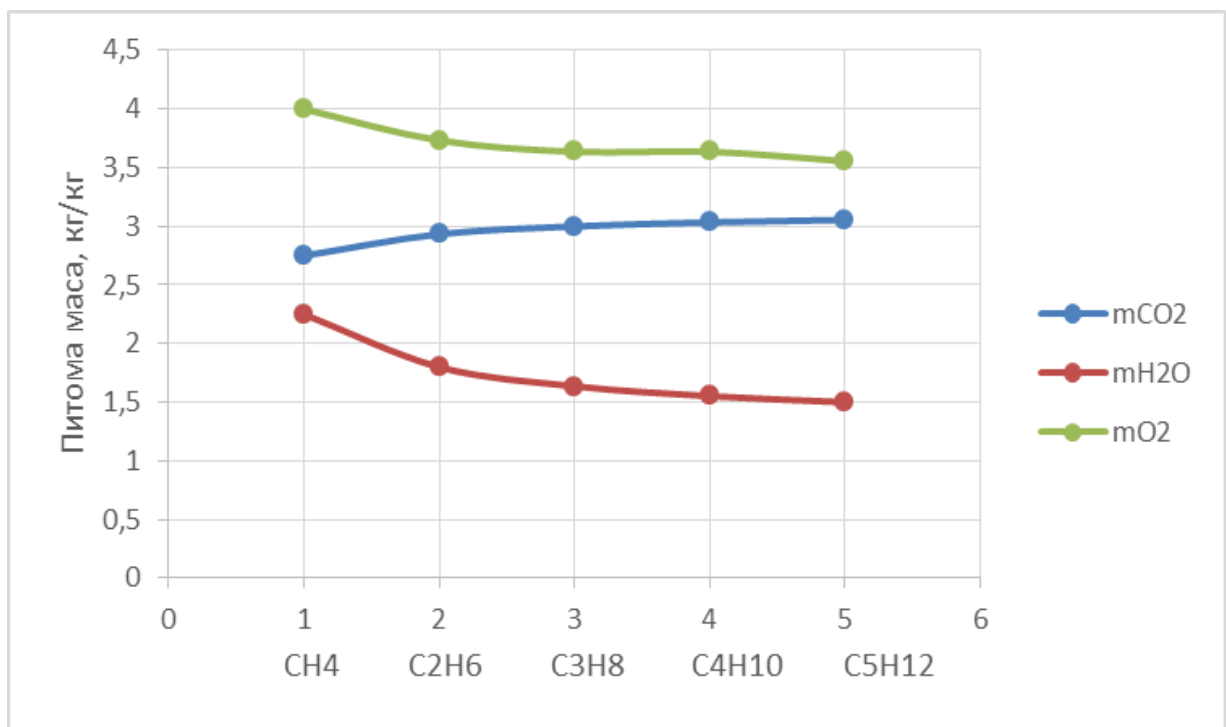


Рисунок 2.4 – Масова витрата кисню і маса продуктів згоряння компонентів природного газу

Кількість тепла, яке виділяється під час горіння газу за вирахуванням тепла пароутворення, називають нижчою теплотою згоряння газу Q_H , тобто

$$Q_H = Q_B - Q_W \quad (2.7)$$

Загальнішою характеристикою енергетичної цінності природного газу є його питома об'ємна або масова теплота згоряння. У чинних в Україні НТД [42;45] нормується питома об'ємна теплота згоряння або теплотворна здатність газу, зокрема, як було зазначене вище, відповідно, нижча та вища питома об'ємна теплота згоряння.

Визначення теплотворної здатності природного газу доцільно здійснювати на підставі аналізу рівняння теплового балансу реакції горіння [40]:

$$\eta Q_H + (C_r + C_n + C_o)(\Theta_r + \Theta_o) = C_{ps}(\Theta_{3r} - \Theta), \quad (2.8)$$

де η - коефіцієнт повноти горіння;

Q_H - теплотворна здатність газу;

$C; C_o; C_{ps}$ - теплоємності відповідно газу, окиснювача і продуктів згоряння;

$\Theta_r; \Theta_o; \Theta_{3r}$ - температури газу, окиснювача і продуктів згоряння; Θ - деяка задана початкова температура вхідних і вихідних продуктів реакції горіння, стосовно якої здійснюються обчислення.

Повне згоряння газу спостерігається тоді, коли в продуктах його згоряння нема горючих газових компонентів або компонентів неповного окиснення. Зазвичай у продуктах згоряння газу міститься водяна пара, маса якої складається з трьох частин: пари, утвореної з вологи, яка міститься в складі самого газу; пари, яка утворюється в результаті окиснення компонентів газу; пари, яка вноситься з повітрям, використаним для горіння газу.

Все тепло, яке виділилося під час горіння газу, сприймається продуктами згоряння і може бути відібране від них та повністю використане тільки за умови охолодження їх до температури θ , нижчої від так званої температури точки роси газу за вологою (або просто "точки роси") θ_R , °C, за якої відбувається конденсація водяної пари [36]. Однак на практиці таке глибоке охолодження продуктів згоряння газу зазвичай не здійснюється і прихована теплота пароутворення водяної пари, яка міститься в продуктах згоряння

природного газу, не використовується. Отже, з урахуванням вищесказаного, нижчу теплоту згоряння Q_H природного газу можна визначити за формулою

$$Q_H = Q_B - Q_{H_2O} (M_H + M_{H_2O}), \quad (2.9)$$

де M_H - маса водню у складі газу;

M_{H_2O} - маса води у складі газу; Q_{H_2O} - кількість тепла, необхідного для нагрівання 1 кг води до кипіння та випаровування.

Розглянемо величини, які входять у (2.9), для її практичного використання. Вищу теплоту згоряння газу Q_B доцільно визначити розрахунково за відомою методикою, викладеною в [37]. За умови нагрівання 1 кг води від 273К до 373К за тиску $P_a = 0,101325$ МПа $Q_{H_2O} = 2,51$ МДж/кг. Масу води у складі газу визначаємо залежно від його вологості.

На рисунку 2.5 приведено залежність зміни нижчої теплоти згоряння вуглеводневого природного газу при різних значеннях його вологості.

Аналіз результатів показує, що наявність вологи призводить до зниження теплотворної здатності вуглеводневих газів. При збільшенні вологості газу на величину 10% теплотворна здатність знижується в середньому на 4,7%. Збільшення молекулярної маси вуглеводневого газу також веде до зниження теплотворної здатності, причому для етану в порівнянні з метаном це зниження складає в середньому 7,9%, для бутану в порівнянні з етаном – 3,7%, для пропану в порівнянні з бутаном - 2,6%, для пентану в порівнянні з пропаном - 2,3%.

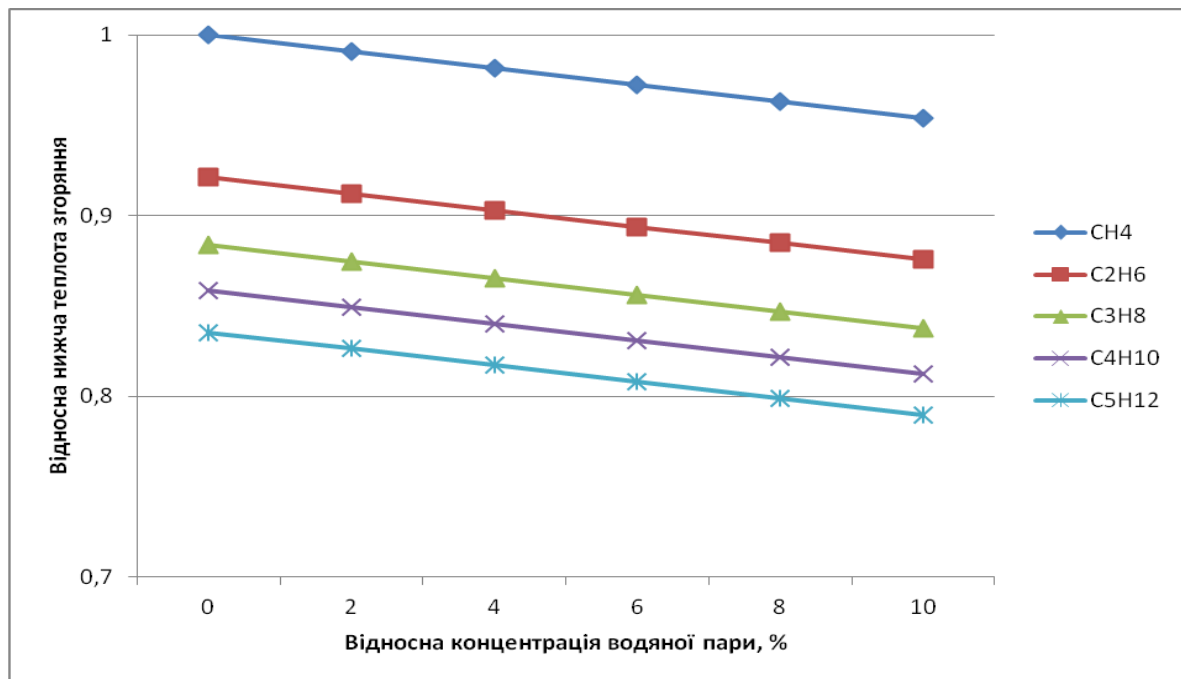


Рисунок 2.5 – Вплив вологості на теплотворну здатність вуглеводневих газів

Важливим компонентом природного газу є в багатьох випадках азот, який як хімічний елемент вважається нейтральним і в процесах горіння участі не бере. Однак, при спалюванні природного газу частина виділеного в хімічній реакції тепла витрачається на підігрів азоту, що міститься в повітрі, до температури горіння також витрачається частка енергії, що призводить до зниження теплотворної здатності пального та пониження температури горіння. Зауважимо, що азот може знаходитися в природному газі як його компонент в невеликих кількостях. Проте в ряді країн (наприклад, в Польщі) використовують азотований природний газ як пальне з метою його економії (у випадках, коли теплотворна здатність азотованого газу є достатньою для споживача). Тому нижчу теплотворну здатність природного газу з домішками азоту і при врахуванні підігріву азоту, що міститься в повітрі можна визначити з рівняння

$$Q_H = Q_B - C_{pN}(M_N + 0,79L_0)(\Theta_{3r} - \Theta) , \quad (2.10)$$

де M_N – маса азоту у складі газу;

L_0 - теоретично необхідна маса повітря для згорання газу;

C_{pN} - питома масова теплоємність азоту; Θ_{3r} - температура продуктів згорання;

Θ - деяка задана початкова температура вхідних і вихідних продуктів реакції горіння, стосовно якої здійснюються обчислення.

На рисунку 2.6 приведено залежність зміни нижчої теплоти згорання вуглеводневого природного газу при різних значеннях вмісту азоту.

Таким чином, запропонована методика може використовуватися для визначення нижчої теплоти згорання природного газу з урахуванням його вологості.

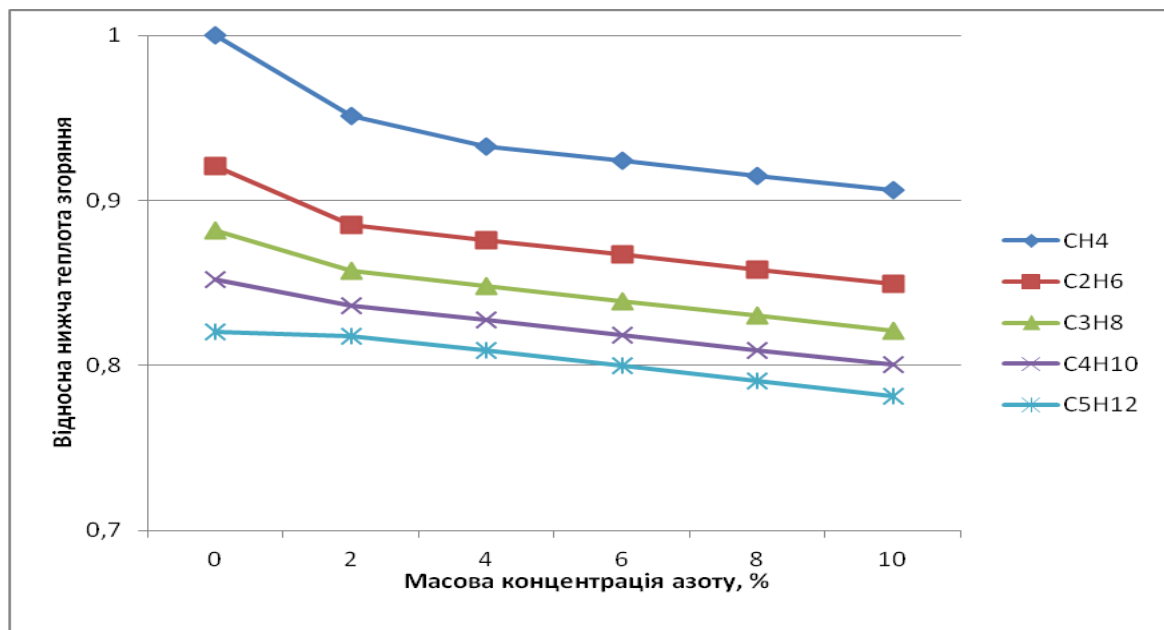


Рисунок 2.6 - Вплив вмісту азоту на теплотворну здатність вуглеводневих газів

До складу природних газів можуть входити в якості компонентів вуглекислий газ і сірководень як правило з незначними концентраціями. Врахування впливу цих компонентів на теплотворну здатність газу як пального може бути оцінено за запропонованою методикою. Але, в зв'язку з тим, що вміст даних компонентів несуттєвий, таку процедуру можна опустити. Однак, вказані компоненти сприяють утворенню агресивного середовища в

трубопроводі, в зв'язку з чим їх присутність в складі природних газів повинна бути строго лімітованою

Основним критерієм якості природного газу необхідно вважати нижчу його теплотворну здатність, яка є функцією ряду параметрів, зокрема компонентного складу, вологості, наявності негорючих інгредієнтів (азоту, сірководню, вуглекислого газу). В кожному конкретному випадку з метою визначення якості природних вуглеводневих газів як пального необхідно проводити перерахунок нижчої теплотворної здатності на основі запропонованих моделей.

Керування якістю природних газів повинно здійснюватися газовидобувними підприємствами при підготовці газу до транспортування. До заходів підвищення якості природних газів слід віднести глибоке осушення від вологи і газового конденсату з вилученням важких вуглеводневих газів (низькотемпературна сепарація), а також вилучення агресивних компонентів (сірководню та вуглекислого газу), які породжують корозійні процеси внутрішньої поверхні стінок трубопроводу, що призводить до появи в газовому потоці продуктів корозії з одного боку і виникнення аварійних витоків газу з трубопроводів з іншого.

Висновки по розділу 2

1. Показано, що основним критерієм якості природного газу являється його нижча теплотворна здатність, яка є функцією компонентного складу, вологості, наявності негорючих інгредієнтів (азоту, сірководню, вуглекислого газу).
2. Для визначення якості природних вуглеводневих газів, як пального, в кожному конкретному випадку необхідно проводити перерахунок нижчої теплотворної здатності на основі запропонованих моделей, методів і засобів.

3. Для підвищення якості природних газів слід вести глибоке осушення від вологи і газового конденсату з вилученням важких вуглеводневих газів, а також вилучення агресивних компонентів, які породжують корозійні процеси внутрішньої поверхні стінок трубопроводу

РОЗДІЛ 3

ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ ЯКОСТІ ПРИРОДНОГО ГАЗУ НА ЕНЕРГОЕФЕКТИВНІСТЬ ГАЗОПОСТАЧАННЯ

Як зазначалося вище, одним з найбільш вагомих критеріїв якості природного газу є його теплотворна здатність, яка визначається кількістю енергії, що отримується при спалюванні одиниці маси чи об'єму газу. Проведені дослідження показали, що природний газ, як суміш вуглеводневих газів, може мати різну теплотворну здатність в залежності від його складу. Найвищою масовою теплотворною здатністю володіють переважно легкі компоненти (метан, етан), а з зростанням молекулярної маси вона падає.

При проектуванні газопроводів і газових мереж часто їх геометричні характеристики вибирають для одного складу газу, а з часом експлуатації характеристики природного газу змінюються переважно в сторону зниження теплотворної здатності. Це пояснюється зміною складу газу (появою біль важких вуглеводневих газів), а також наявністю в газі негорючих інгредієнтів (азот, вуглекислий газ) та збільшенням вологості. При цьому споживач, отримуючи заданий обсяг газу, відчуває нестачу енергоефективності. Для усунення цього недоліку в енергопостачанні необхідно збільшувати пропускну здатність мережі та вести постійний контроль за значенням теплотворної здатності газу.

Інший підхід до проблеми нормального енергозабезпечення споживачів природним газом полягає в зміні підходів до проектування газових мереж, при якому вихідними величинами в завданні на проектування являтимуться не об'ємна пропускну здатність і допустимий перепад тисків, а кількість енергії, яку постачатиме система споживачу в одиницю часу. Проте, і цей підхід не виключає зниження ефективності енергопостачання в зв'язку з процесом старіння газопроводів і зміною властивостей транспортованого газу, яка в переважній більшості є непрогнозованою.

3.1 Оцінка впливу теплотворної здатності природного газу на енергозабезпечення споживачів

Якщо в основу методики проектування газопроводів і газових мереж покласти не пропускну здатність, а енергоефективність, то основним критерієм забезпечення споживачів стане енергоємність, тобто кількість енергії G в МДж/с, яку необхідно поставити споживачу в одиницю часу. При використанні поняття об'ємної теплотворної здатності природного газу Q^v можна отримати значення об'ємної пропускну здатності газотранспортної системи, користуючись співвідношенням

$$q = G / Q^v \quad (3.1)$$

Щоб отримати значення масової пропускну здатності, необхідно використати поняття об'ємної теплотворної здатності природного газу Q^m , тоді отримаємо

$$m = G / Q^m \quad (3.2)$$

Визначимо гідравлічні втрати тиску в газопроводі для забезпечення подачі споживачу енергії в обсязі G . Для цього скористаємося співвідношенням (3.1) і відомою залежністю Дарсі-Вейсбаха у вигляді

$$\Delta P = \lambda \rho \frac{L w^2}{d} \quad , \quad (3.3)$$

де: ΔP - гідравлічні втрати тиску;

λ - коефіцієнт гідравлічного опору;

ρ - густина газу;

L, d - довжина і внутрішній діаметр газопроводу;

w - лінійна швидкість газу в трубах.

Замінивши лінійну швидкість газового потоку об'ємною продуктивністю при робочих умовах q , на основі (3.3) отримаємо:

$$\Delta P = \frac{8\lambda\rho Lq^2}{\pi^2 d^5} \quad (3.4)$$

Тоді втрати енергії при транспортуванні природного газу визначаються як добуток

$$\Delta E = \Delta Pq \quad (3.5)$$

Використавши (3.4), отримаємо

$$\Delta E = \frac{8\lambda\rho qLq^2}{\pi^2 d^5} \quad (3.6)$$

Добуток $\rho q = m$ є масовою продуктивністю, тому з урахуванням цього матимемо

$$\Delta E = \frac{8\lambda m L q^2}{\pi^2 d^5} \quad (3.7)$$

Виразимо енергетичні втрати в газопроводі ΔE як частку енергоємності забезпечення споживачів G , тобто $\delta E = \Delta E / G$. Тоді з урахуванням (3.7) величина відносних енергетичних втрат при транспортуванні газу становитиме:

$$\delta E = \frac{8\lambda m L q^2}{\pi^2 d^5 G} = \frac{8\lambda L q^2}{\pi^2 d^5 Q^m} \quad (3.8)$$

Або в іншій формі

$$\delta E = \lambda \frac{L}{d} \frac{w^2}{2Q^m} \quad (3.9)$$

Рівняння (3.9) встановлює залежність між відносними енерговитратами на транспортування газу і питомою масовою теплотворною здатністю природного газу як енергоносія. Для практичної реалізації (3.9) запропоновано наступний алгоритм: заданими вважаються комерційна пропускна здатність газопроводу q , довжина L і діаметр d , а також масив значень масової теплотворної здатності Q^m .

Визначається об'ємно пропускна здатність при робочих умовах в газопроводі. Оскільки тиск і температура газу в газопроводі змінні по довжині, то їх приймають рівними середнім значенням P_{cp} і T_{cp} . Тоді

$$q = q_c \frac{P_c}{P_{cp}} \frac{T_{cp}}{T_c} Z_{cp}, \quad (3.10)$$

де: q_c - пропускна здатність за стандартних умов P_c і T_c .

Z_{cp} - коефіцієнт стисливості газу при середніх умовах.

Визначається середня лінійна швидкість газу

$$w = \frac{4q}{\pi d^2} \quad (3.11)$$

1. Знаходиться число Рейнольдса

$$Re = \frac{wd\rho}{\eta}, \quad (3.12)$$

де: ρ , η - густина і динамічна в'язкість газу, які визначаються за відомим складом газу при середніх умовах P_{cp} і T_{cp} .

2. Визначається коефіцієнт гідравлічного опору газопроводу

$$\lambda = 0.067(158/Re + 2k/d)^{0.2} \quad (3.13)$$

де: k - еквівалентна шорсткість внутрішньої поверхні труб.

3. Для кожного з масиву значень Q^m за (3.9) визначаються відносні втрати енергії на транспортування газу.

За приведеним алгоритмом побудовано залежності відносних втрат енергії на транспортування газу ΔE від масової теплотворної здатності енергоносія Q^m та співвідношення розмірів трубопроводу $\frac{L}{d}$. Вказані залежності у вигляді графіків подано на рисунку 3.1.

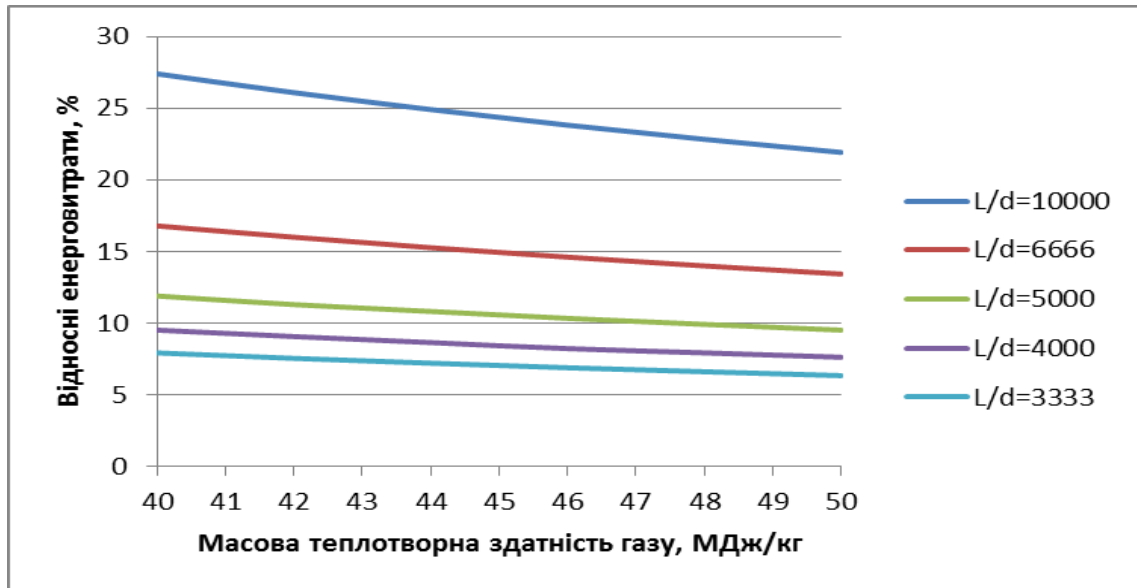


Рисунок 3.1 - Залежність відносних енерговитрат на транспортування газу від масової теплотворної здатності газу

Проведені розрахунки виконано для одного кілометра простого газопроводу різних діаметрів при сталому значенні комерційної пропускної здатності. Як показує аналіз результатів розрахунків, з збільшенням масової теплотворної здатності відносні енерговитрати на транспортування газу знижуються. При співвідношенні $L/d=10000$ і зміні масової теплотворної здатності в межах 40 – 50 МДж/кг (22,2%) знижується з 27,4% до 21,9% тобто на 5,5%. При збільшенні діаметру газопроводу (зменшенні співвідношення $L/d=6666$) діапазон зменшення енерговитрат на транспортування газу (при тому ж значенні діапазону зміни масової теплотворної здатності) складає 16,8% - 13,4%, тобто 3,4%. Подальше збільшення діаметру газопроводу (зниження $L/d=5000$) призводить до зміни діапазону витрат на транспортування газу до 2,4% (11,9% - 9,5%); при значенні співвідношення $L/d=4000$ діапазон зміни енерговитрат на транспортування газу складає 1,7%, а при значенні $L/d=3333$ він становить 1,6% (7,9% – 6,3%).

Таким чином, збільшення діаметру газопроводу призводить до зниження темпу падіння енерговитрат на трубопровідний транспорт газу. Отже,

зменшення діаметру газопроводу або збільшення його гідравлічного опору призведе до зростання енерговитрат на газопостачання. Тому з точки зору енергоекономії газотранспортна мережа повинна знаходитися в ідеальному працездатному технічному стані.

3.2 Удосконалення методики розрахунку реконструкції сталевих газових мереж протягуванням в них поліетиленових труб

Як було наведено вище, одним з вагомих викликів, що супроводжують експлуатацію газових мереж низького та середнього тисків на сучасному етапі розвитку галузі є зношеність її транспортного обладнання. На рисунку 3.2 наведена схематична карта технічно непридатних газопроводів мережі газорозподілу ПАТ «Івано-Франківськгаз».

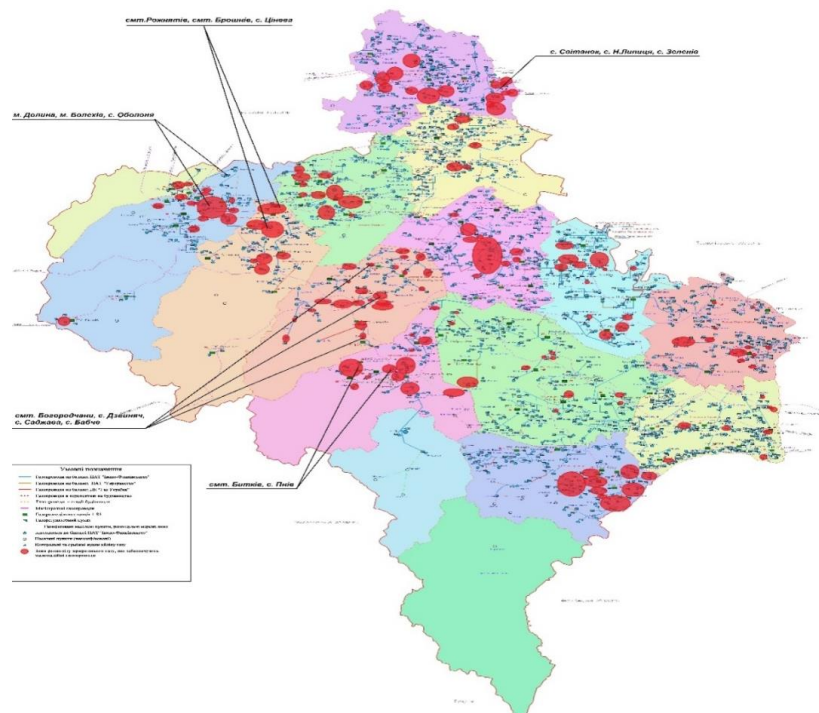


Рисунок 3.2 - Карта технічно непридатних газопроводів Івано-Франківської області

Високий рівень густини червоних позначок на карті, що вказують на технічно непридатні газопроводи, свідчить про актуальність заходу з проведення заміни підземних трубопроводів газорозподільчої мережі, а

наведені в першому розділі розрахунки – на високу рентабельність такого заходу. Зважаючи на те, що протяжність технічно непридатних газопроводів ПАТ «Івано-Франківськгаз» складає 925,18 км, вартість заміни технічно непридатних газопроводів по ПАТ «Івано-Франківськгаз» складатиме:

$$B_{зам} = 925,18 \cdot 463 = 428,3 \text{ млн.грн.}$$

Однією із прогресивних технологій реконструкції зношених підземних сталевих газопроводів в Україні є використанням їх як каркаса для протягування в них поліетиленових труб . Державні будівельні норми України ДБН В.2.5-41:2009 [95] допускають використання як каркаса раніше виведених з експлуатації газопроводів після відповідного їхнього очищення та перевірки.

Рішення про використання конкретного варіанта безтраншейного відновлення працездатності газорозподільних мереж приймається після складання загальної схеми реконструкції газової мережі на підставі техніко-економічного порівняння варіантів і розрахунку пропускної здатності газопроводу з урахуванням вимог ДБН В.2.5-20. Використання даного методу реконструкції газових мереж низького (надлишковий тиск до 0,005 МПа), середнього (понад 0,005 МПа до 0,3 МПа) і високого (до 1,0 МПа) тисків із застосуванням поліетиленових труб є доцільним для всіх природно-геологічних умов, що передбачені чинними нормативними документами для прокладання газопроводів із поліетиленових труб.

У процесі реконструкції сталевих газопроводів низького тиску поліетиленові труби, що протягнені у ньому, можуть використовуватися для транспортування газу як низького, так і середнього або високого тиску. Доцільність переведення існуючих газових мереж із низького тиску на середній або високий може бути встановлена на підставі визначення їх пропускної здатності.

Перед реконструкцією газопровід обстежують та очищують. Спосіб очищення внутрішньої поверхні газопроводу залежить від ступеня та виду

забруднень і може бути проведений за допомогою шкребків, поршнів, піскоструминних апаратів тощо. Після цього відеокамерою перевіряється можливість, безперешкодного протягання поліетиленової труби по всій довжині газопроводу, що відновлюється. При цьому необхідно враховувати стан внутрішньої поверхні сталевих газопроводів, а також особливості профілю траси, можливість накопичення рідких забруднень в понижених точках газопроводу, які можуть перешкоджати вільному проходженню поліетиленової труби. Реконструкція сталевих газопроводів передбачається ділянками. Для видалення забруднень внутрішньої поверхні газопроводу довжина ділянок, що підлягають очищенню, повинна прийматися, як правило, не більшою 100 м. Відкрите прокладання поліетиленових газопроводів допускається в місцях з'єднання труб деталями із закладними нагрівальними елементами, переходів труб з одного діаметра на іншій, у місцях установаження переходів "поліетилен - сталь", трійників, поворотів газопроводу, а також на ділянках сталевих газопроводу, що видаляються та перешкоджають протягуванню поліетиленових труб [95].

Технологія протягування усередині сталевих зношеного газопроводу передбачає використання поліетиленової труби із меншим діаметром. За незмінного робочого тиску це спричиняє зменшення пропускної здатності газопроводу. Тому при розроблянні робочого проекту реконструкції системи газопостачання можуть розглядатися такі варіанти технічних рішень:

- збереження існуючого низького тиску в газовій мережі;
- повне переведення мереж низького тиску на середній з установаженням кожному споживачеві комбінованих будинкових регуляторів тиску;
- часткове переведення мереж низького тиску на середній з установаженням регуляторів тиску для групи споживачів газу;
- переведення газопроводу середнього, тиску на високий за умов повного забезпечення газом споживачів.

Найбільш актуальними на сьогодні є два перших варіанти технічних рішень реконструкції газових мереж, конкретні рекомендації щодо реалізації яких наведені нижче.

Співвідношення зовнішніх діаметрів сталевих і поліетиленових труб, що протягуються в них, згідно з рекомендаціями [95] наведені в таблиці 3.1.

Таблиця 3.1 - Співвідношення діаметрів сталевих і поліетиленових труб, що протягуються в них, згідно з рекомендаціями ДБН 13.2.5-41:2009

Зовнішній (умовний) діаметр сталевих газопроводу, що відновлюється, мм	Номінальний зовнішній діаметр поліетиленових труб, що рекомендуються до протягання, мм	Коефіцієнт зменшення прохідного перерізу	
		SDR 11	SDR 17,6
40	20	8,6	-
50	32	4,9	-
65	40	4,6	-
80	50	4,2	-
100	63	3,8	-
150	110	2,8	-
200	160	2,6	2,2
250	200	2,6	2,2
250	225	2,0	1,7
300	250	2,3	2,0
350	315	1,9	1,7

Виконаний аналіз даних таблиці 3.1 засвідчив, що при її складанні враховувалась лише технічна можливість розміщення поліетиленової труби меншого діаметра всередині порожнини сталевих труби більшого діаметра і не

враховані аспекти збереження пропускної здатності елемента газорозподільної мережі, яка підлягає реконструкції [96]. Такий підхід не зможе забезпечити ефективної роботи системи газопостачання після реконструкції. Ось чому важливе теоретичне і практичне значення має вирішення задачі знаходження необхідного діаметра поліетиленової газопроводу для протягування, який би забезпечував пропускну здатність газової мережі, що була до реконструкції.

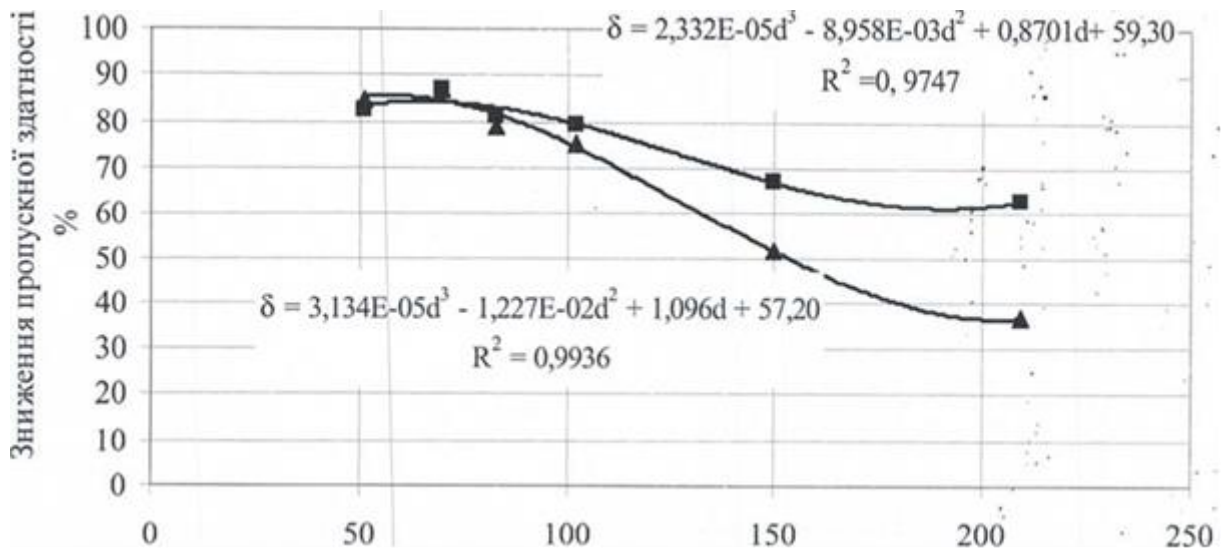
Спочатку вирішимо зазначену задачу стосовно реконструкції сталевих газопроводів низького тиску. Необхідний діаметр поліетиленової труби для заміни сталеві з урахуванням пропускної здатності будемо знаходити як за нормативною методикою, так за методикою, що пропонується. Остання враховує фактичну енерговитратність поліетиленових труб і фактичні температурні умови перекачування газу.

Наперед прогнозуємо, що якщо не змінювати робочий тиск, то необхідний діаметр поліетиленової труби для заміни сталеві з урахуванням пропускної здатності буде більшим за те значення, яке рекомендується таблицею 3.1. Практичне значення має вирішення питання - на скільки знизиться пропускну здатність елемента газорозподільної мережі, якщо виконати заміну труб відповідно до рекомендацій таблиці 3.1.

Нормативна методика визначення пропускної здатності газопроводу низького тиску базується на використанні формули для втрат тиску від тертя в газопроводі [97] за відомим значенням гідравлічного нахилу I . Методика, що пропонується, базується на використанні формул, наведених нами у роботі [98] за результатами експериментальних досліджень. Для реалізації методик, нами розроблена програма RECONST-N, яка дає можливість провести багатоваріантні розрахунки стосовно заміни труб сталевих на поліетиленові без зміни робочого тиску. Розрахунки виконані для повного діапазону зміни гідравлічного нахилу в системах газопостачання населених пунктів. Одержані результати для різних значень гідравлічного нахилу наведені у додатку Б. У зазначених таблицях для кожного із стандартних діаметрів сталевих газопроводів низького тиску $D \times \delta$ наведено такі параметри: пропускну

здатність Q ; розрахований за двома методиками необхідний діаметр поліетиленової труби, який забезпечує збереження пропускної здатності; відсоток зниження пропускної здатності у разі використання діаметра поліетиленової труби відповідно до рекомендацій таблиці 3.1.

Рисунок 3.3 ілюструє одержану графічну залежність зниження пропускної здатності газопроводу від внутрішнього діаметра сталевого газопроводу низького тиску у разі протягування у ньому поліетиленової труби з діаметром, який рекомендується ДБН В.2.5-41:2009, без зміни робочого тиску для одного із значень гідравлічного нахилу. Розрахунки виконані за нормативною та запропонованою уточненою методикою гідравлічного розрахунку.



▲ - за уточненою методикою; ■ - за нормативною методикою

Рисунок 3.3 - Залежність зменшення пропускної здатності газопроводу від діаметра сталевих труб у разі її заміни на поліетиленову без зміни робочого тиску для гідравлічного нахилу 2 Па/м

Аналіз багатоваріантних розрахунків свідчить, що для можливого діапазону зміни гідравлічного нахилу в системах газопостачання населених пунктів використання діаметрів поліетиленових труб, рекомендованих ДБН В.2.5-41:2009, за умови збереження низького тиску призводить до значного

зменшення пропускної здатності системи. Втрата пропускної здатності елемента газорозподільної системи становить від 40% до 94% залежно від діаметра сталевих газопроводів. Тому такий варіант реконструкції систем розподілу газу не є ефективним.

3.3 Врахування енергетичних характеристик природного газу при проектуванні газових мереж низького тиску

Сучасні системи газопостачання природним газом міст, областей, селищ і промислових підприємств являють собою складний взаємозалежний комплекс газопроводів різних тисків, газорозподільних станцій, проміжних регуляторних пунктів, газорозподільних пунктів і установок, устаткування газових мереж, систем очищення та одоризації газу, систем зв'язку і приладів обліку споживання природного газу.

Основним нормативним документом, що регламентує розрахункові витрати газу для різних категорій споживачів є Державні будівельні норми України ДБН В.2.5-20-2001. Газопостачання. Процеси проектування та експлуатації систем газопостачання населених пунктів базуються на результатах гідравлічних розрахунків ділянок газових мереж, що нормуються цим стандартом.

На даний час при сучасному рівні розвитку технологій проектування та експлуатації систем газопостачання населених пунктів, що супроводжується тенденцією ускладнення структури газових мереж, важливе значення має удосконалення існуючих методів і алгоритмів гідравлічних розрахунків газових мереж. Важливим елементом є удосконалення методів розрахунку систем газопостачання шляхом використання більш точних математичних моделей.

В тематичних наукових працях більшість науковців говорять про те, що один з основних шляхів розвитку газотранспортної галузі є розроблення технічних рішень, які пов'язані із покращенням апарату гідравлічного розрахунку газових мереж. Проаналізувавши закордонні та вітчизняні

літературні джерела, можна сказати, що переважна більшість вітчизняних та зарубіжних робіт, присвячених дослідженням способів актуалізації методик гідравлічного розрахунку газових мереж, стосується, здебільшого, магістральних газотранспортних систем і акцентується увагою на удосконаленні розрахунку шляхом врахування особливих параметрів мережі транспортування та розподілу газу.

У роботах [99,100] доведено необхідність урахування впливу профілю траси на пропускну здатність і загальну енерговитратність газових мереж низького тиску довільної структури та запропоновано математичні моделі для урахування зазначеного чинника. Одержані результати стосуються як сталевих, так і поліетиленових газових мереж. У роботі [101] за результатами експериментальних досліджень запропоновано уточнену методику розрахунку проектних та експлуатаційних параметрів роботи кільцевих газових мереж низького тиску на основі моделі зосередженого відбору газу по довжині газопроводів. У роботі [102] проаналізовано наявні методики прогнозування розподілу газу в системах газопостачання та розроблено пропозиції і рекомендації щодо методів їх уточнення на ділянках газової мережі низького та середнього тисків населених пунктів.

В роботі [103] поліпшення оригінального методу гідравлічного розрахунку петельно-подібних газорозподільних мереж Харді Кроса пропонується виконати шляхом введення впливу суміжних контурів в матриці Якубі, яке використовується при обчисленні, що зменшує необхідну кількість ітерації в розрахунках. У роботі [104] вирішено рівняння вузла замість циклічних рівнянь за допомогою методу Ньютона-Рафсона шляхом обчислення вузлових характеристик що дають можливість обчислювати витрати каналів. У роботі [105] показано порівняння ряду ітеративних методів гідравлічного розв'язку трубопровідних мереж, таких як Харді Крос, модифікований Харді Крос, метод вузлів-циклів, метод модифікованого вузла та метод М. М. Андрійшева.

В умовах глобалізації світового ринку проблема якості продукції, зокрема стратегічної, стає все більш актуальною, оскільки лише високоякісна продукція

може бути конкурентоспроможною. Енергетична та хімічна цінність газу спричинила велику увагу до нього як до об'єкта дослідження спеціалістів різних профілів.

Українська мережа видобування, транспортування та розподілу природного газу є складною системою, що включає близько 10 тис. фізичних точок входу та виходу. Кожна з 3,9 тис. свердловин, що розміщуються на території країни, генерує в цю мережу енергоресурс різної якості. На території держави розміщуються 12 підземних газосховищ, де газ змішується та змінює свої фізичні і хімічні параметри. Більше того, наша країна виступає на міжнародному ринку газу як його імпортером, так і виробником, що спричинює змішування природного газу на локальному рівні країни зі зразками енергоресурсу, видобутого в межах всього світу. В умовах такої мережі, природний газ в різних точках розподільчої системи матиме різні параметри якості. Проте розрахунки газових мереж, згідно чинних норм, не враховують один з основних енергетичних параметрів якості природного газу – його питому теплоту згорання.

Отже, набуває актуальності питання врахування особливостей впливу енергетичних параметрів природного газу на розрахунки газотранспортних та газорозподільчих мереж, по яких він постачається споживачу.

Природний газ є сировиною для хімічної промисловості, а також енергоносієм для промислових, комерційних та побутових споживачів. Газ передається від джерела до установки споживача мережею трубопроводів газотранспортних та газорозподільчих систем різних тисків.

Для елементів систем газопостачання житлового сектора населених пунктів надлишковий тиск не перевищує 3000 Па. Такі значення тиску мало відрізняються від атмосферного, що визначає особливості розрахунку та експлуатації мереж газопостачання низького тиску. Мережі газопостачання низького тиску характеризуються невеликими втратами тиску по довжині, а отже, і незначними змінами густини газу. Тому при гідравлічному розрахунку

мереж газопостачання низького тиску густину газу приймають постійною величиною, рівною середньому значенню для умов транспортування.

Гідравлічні розрахунки газових мереж виконуються з метою:

- визначення необхідних діаметрів газопроводів, що проектуються;
- перевірки можливості та умов підключення нових абонентів;
- перевірки пропускної здатності діючих газових мереж при певних робочих тисках на джерелах;
- коректного підбору обладнання на джерелах (ГГРП, ГРПБ, ГРП, ШРП);
- визначення мінімально-допустимого значення робочого тиску на виході з джерела.

На даний час гідравлічні розрахунки газових мереж низького тиску проводяться за методикою, рекомендованою ДБН В.2.5-20-2001 [276]. Проводячи аналіз даного документу слід зауважити, що в методику гідравлічного розрахунку, нормовану стандартом, введено низку припущень [106], а саме:

- фізичні властивості газу беруться за нормальних умов (при температурі 0 °С та тиску 0,10132 МПа);
- витрата газу зводиться до нормальних умов (при температурі 0 °С та тиску 0,10132 МПа);
- коефіцієнт гідравлічного опору при турбулентному режимі незалежно від зони тертя і матеріалу труб обчислюється за формулою Альтшуля;
- не враховуються втрати енергії на подолання різниці геодезичних позначок точок траси;
- не враховують реальних властивостей газу — коефіцієнт стисливості газу для мереж низького тиску вважають рівним одиниці.

Також, при проектуванні системи газопостачання населених пунктів, згідно даного стандарту, обов'язковим розділом є визначення річних і максимальних годинних витрат газу всіма його споживачами. За максимальними годинними витратами виконуються всі гідравлічні розрахунки мереж газопостачання високого, середнього та низького тисків, підбираються

регульовальні пристрої на газорегуляторних пунктах і газорозподільних станціях. Розрахунок річних і максимальних годинних витрат газу необхідно виконувати згідно з чинними нормативними документами, враховуючи норми витрати теплоти (газу). Норми витрати теплоти (газу) – це усереднені величини, що одержані на основі аналізу даних експлуатації існуючих систем газопостачання населених пунктів.

Використання наведених вище припущень в стандартах, що нормують методику розрахунку газових мереж погіршують точність прогнозування їх пропускної здатності та енерговитратності, що здорожчує проекти газифікації населених пунктів, зменшує ступінь надійності функціонування систем газопостачання, а в деяких випадках може призвести й до виникнення аварійних ситуацій. В таких умовах, набуває актуальності задача аналізу можливостей удосконалення математичного апарату розрахунку газових мереж середнього та низького тисків України.

В Україні, за даними НКРЕКП, в 2016 році налічувалося близько 200 постачальників природного газу. Одночасно, в минулому році імпорт даного енергоресурсу склав 11,08 млрд.м³. Незважаючи на одну і ту ж назву «природний газ», його склад і в результаті його фізичні і хімічні параметри різні й залежать від типів джерел, з яких вони добуваються.

Основним показником якості природного газу є питома теплота згоряння, тобто кількість теплоти, виділена під час повного згоряння одиниці об'єму сухого газу, вимірюваного за стандартних умов. Теплота згоряння природного газу також є і показником призначення, оскільки газ використовують для виділення з нього тепла при спалюванні. Обчислювання теплової енергії базовано на окремому вимірюванні маси або об'єму пропущеного газу та на його вимірюваному чи обчисленому значенні теплоти згоряння.

Одними з вхідних параметрів при проектуванні газових мереж середнього та низького тиску є фізико-хімічні властивості природного газу, для протікання якого проектується мережа [107]. Дані характеристики природного газу отримуються шляхом проведення хроматографічного аналізу. Недоліком

даного методу є дороговартість та тривалий термін одержання результатів. Проте, дедалі більшої актуалізації набуває так званий, експрес-метод оцінки фізичних характеристик газу, в основі якого лежить кореляційна залежність теплоти згорання газу від швидкості проходження в ньому звукової хвилі та вмісту діоксиду вуглецю.

Враховуючи, що сучасні вимоги та кодекси ГРМ та ГТС диктують стислі терміни для прийняття інженерно-технічних рішень при підключенні нових споживачів, актуальним завданням є доопрацювання математичної бази розрахунку газових мереж середнього та низького тиску з вхідними даними, що включають питому теплоту згорання природного газу замість використання в розрахунках його компонентного складу.

Таке дослідження проведено з використанням спеціалізованого програмного продукту, одного з лідерів на світовому ринку спеціалізованих комп'ютерних програм з виконання гідравлічних розрахунків газових мереж всіх категорій - SIMONE 6.1, Чехія. Програма використовує загальноєвропейські норми щодо послідовності та ходу гідравлічного розрахунку. Програмний продукт «Simone» вирішує дуже широкий спектр задач:

1. Моделювання системи газопостачання:

-магістральних, міжміських, міських, сільських, вуличних (різних категорій – МГ, Г4, Г3, Г2, Г1);

-з застосуванням сталевих та ПЕ-труб;

-з великою кількістю споживачів, кілець, джерел;

-для різних газів (з різними фізико-хімічними характеристиками).

2. Моделювання статичних та динамічних систем (з плином часу).

Статичні сценарії – це звичні нам гідравлічні розрахунки системи газопостачання при максимальних годинних витратах газу.

Динамічні сценарії – це моделювання подій у часі – наприклад зміна тисків на джерелах в певний час доби, зміна витрати на споживачах у часі (профіль споживача).

3. Моделювання різних подій – аварійних поривів, підключення або відключення споживачів у часі, підключення або відключення джерел у часі, зміни діаметрів труб (перекладки).

4. Аналіз системи газопостачання за пропускною здатністю, тисками, швидкостями газових потоків.

Виконання гідравлічного розрахунку газових мереж є достатньо громіздким процесом, тому в межах запропонованого дослідження, використання даної програми дозволило проаналізувати мережі газопостачання за пропускною здатністю, тисками, швидкостями газових потоків під час їх моделювання зі зміною калорійності природного газу за короткий термін часу.

Вхідним параметром для розрахунку мережі в програмному продукті є не питома теплота згорання природного газу, а його компонентний склад. Визначення питомої теплоти згорання газу програмний продукт здійснює за табличними значеннями теплоти згорання окремих компонентів газу та об'ємними частками цих компонентів, введених у програмне вікно. Тому, перед виконанням дослідження, постало завдання вибору достовірних компонентних складів газів різної калорійності. В ході вибору було виявлено, що для зменшення спотворення результатів дослідження різницею властивостей (густина, динамічна в'язкість) різнорідних компонентів газу (вода, алкани та інші гази такі, як вуглекислий газ, азот) слід змінювати компонентний склад газу тільки в межах карбоновмісних сполук.

В таблиці 3.2 наведені результати залежності тиску мережі від виду природного газу та рівня розгалуженості газорозподільчої мережі, з якої видно, що при низькому рівні перепад тиску майже не залежить від виду газу. Інша ситуація має місце при високому рівні розгалуження.

Таблиця 3.2 - Результати дослідження залежності параметрів мережі газорозподілу від калорійності газу

Рівень розгалуження газорозподільної мережі	Вид природного газу	Тиск мережі, кПа	
		На вході	В кінцевого споживача
Низький	Низькокалорійний	2,8	2,53
	Висококалорійний	2,8	2,52
Високий	Низькокалорійний	3,0	2,05
	Висококалорійний	4,2	1,99

Проаналізувавши отримані результати слід зазначити, що з підвищенням питомої теплоти згорання газу, тиски в кінцевих споживачів газової мережі зменшуються. При чому, в більш розгалуженій мережі даний процес проявляється яскравіше. Така залежність пояснюється тим, що при підвищенні калорійності газу, підвищується вміст у складі газу сполук з більшою карбоновмісткістю, які мають вищу густину. Підвищення рівня густини газу є причиною підвищення гідравлічного опору проходження енергоносія по мережі, що спричиняє падіння тиску в її кінцевих споживачах. Отже, приймаючи до уваги результати дослідження, при розрахунку газорозподільчої мережі з врахуванням низькокалорійного газу слід обирати менші діаметри трубопроводів, враховуючи, що тиск на кінцевих споживачах вищий, а для висококалорійного газу – більші діаметри трубопроводів, оскільки тиск біля споживачів нижчий.

Слід зазначити, що при описі течії рідин або газу в трубі круглого перерізу вихідними залежностями можуть бути відомі результати розв'язання задачі Пуазейля [108]:

$$\omega = \frac{i}{4 \cdot \mu} \cdot (a^2 + v^2) \quad (3.14)$$

де a - радіус труби;

μ - динамічна в'язкість рідини;

i - перепад тиску по її довжині:

$$i = \frac{\Delta p}{\Delta L} \quad (3.15)$$

В класичному рівнянні (3.14) відсутня калорійність речовини, що транспортується. Витрата газу може бути обчислена за формулою:

$$Q = \int_0^a 2 \cdot \pi \cdot v \cdot \omega \cdot dv = \frac{\pi \cdot i \cdot a^4}{8 \cdot \mu} \quad (3.16)$$

Як видно з аналізу (3.16), витрата продукту сильно залежить (пропорційна четвертій степені) від радіусу труби. Аналіз даних таблиці 3.2 та залежностей (3.14) – (3.16) дозволяє зробити наступні висновки:

1. Залежність від перепаду тиску.

При сталій геометрії труби витрата продукту пропорційна перепаду тиску. Порівнюючи результати, наведені в таблиці 3.2, при високому рівні розгалуженості можна зробити висновок про те, що Δp_1 для низькокалорійного газу буде меншим, ніж висококалорійного Δp_2 ($\Delta p_1=0,95$ кПа, $\Delta p_2=2,2$ кПа). Згідно з класичними підходами це означає, що витрата (кількість продукту, яка надходить споживачу при тих же геометричних розмірах газорозподільчої мережі) буде більшою для висококалорійного газу. При цьому вважається, що динамічна в'язкість є сталою.

2. Динамічна в'язкість обернено пропорційна швидкості (3.11) та витраті (3.16). Цей параметр, як фізико-хімічна властивість (характеристика) продукту гіпотетично перебуває в певній (нам не відомій) залежності від багатьох параметрів, в тому числі і від питомої теплоти згорання палива. Зі зміною калорійності газу змінюється кількість алканів в її складі, що також впливає на в'язкість речовини. В процесі транспортування, в'язкість речовини, що транспортується, змінюється в наслідок наявності домішок, конденсату, тощо. Тому може змінюватися витрата на величини:

$$\Delta Q = \left| \frac{\pi \cdot i \cdot a^4}{8 \cdot \mu_0} - \frac{\pi \cdot i \cdot a^4}{8 \cdot \mu_1} \right| = \frac{\pi \cdot i \cdot a^4}{8} \cdot \left| \frac{\mu_1 - \mu_0}{\mu_1 \cdot \mu_0} \right| \quad (3.17)$$

При умові встановлення залежності між динамічною в'язкістю μ та калорійністю q , формула (3.17) може дозволити одержати оцінку недополучення продукту споживачами, а відповідно – недополучення енергії (по дефекту маси можна перерахувати дефект енергії $E=\Delta m q$).

Якщо витрата виражається за формулою (3.16), то вважаючи її сталою (наприклад відомою з певного технічного завдання), можна записати наступне рівняння:

$$\frac{\pi \cdot i_1 \cdot a_1^4}{8 \cdot \mu_1} = \frac{\pi \cdot i_2 \cdot a_2^4}{8 \cdot \mu_2} = Q = const$$

$$\frac{i_1 \cdot a_1^4}{\mu_1} = \frac{i_2 \cdot a_2^4}{\mu_2} = \frac{8 \cdot Q}{\pi} = const \quad (3.18)$$

Рівність (3.18) дозволяє встановити залежність між величинами a_1 та a_2 в залежності від перепадів тисків i_1 та i_2 :

$$\frac{a_1}{a_2} = \left[\frac{i_2 \cdot \mu_1}{i_1 \cdot \mu_2} \right]^{1/4} \quad (3.19)$$

Залежність (3.19) дозволяє оцінювати ступінь зміни лінійних розмірів, які гарантують додатній об'єм постачання продукту при різних значеннях перепаду тиску по довжині та динамічної в'язкості продукту, що транспортується.

Якщо проаналізувати залежність (3.16) з урахуванням експериментально встановленої залежності між динамічною в'язкістю μ та калорійністю q , яку можна подати у вигляді:

$$\mu = \mu(q) , \quad (3.20)$$

то можна формально записати:

$$Q = \frac{\pi \cdot i \cdot a^4}{8 \cdot \mu(q)} \quad (3.21)$$

тобто записати витрату у вигляді:

$$Q = \frac{\pi \cdot i \cdot a^4}{8} \cdot F(q) \quad (3.22)$$

При цьому, для практичного використання (3.22) необхідно встановити тип залежності $\mu=\mu(q)$. Іншим параметром дослідження може бути встановлення залежностей $\omega=\omega(q)$, $Q=Q(q)$ експериментальним шляхом, без використання підходів (3.14) – (3.16). Проте, це вимагатиме побудови або відповідної експериментальної бази, або розробки нових моделей течії рідини чи газу з урахуванням більш ширшого ряду параметрівв течії Пуазейля, де визначальними параметрами є (i , μ , a , ω , Q). В такому випадку можна розширити клас визначальних параметрів, наприклад доповнивши їх часом, теплотою згорання, густиною.

Висновки до розділу 3

1. На основі аналітичних досліджень показано вплив теплотворної здатності природного газу на енергетичні характеристики газопостачання і доведено необхідність підтримання системи в працездатному стані.
2. Результати проведених досліджень свідчать, що у разі реконструкції сталевих газопроводів шляхом протягування поліетиленових труб з діаметрами, без зміни робочого тиску відбувається зниження пропускної здатності від 40% до 95% залежно від діаметра сталеврго газопроводу, що є неприпустимим. Тому обов'язковим в процесі реконструкції газових мереж за даною технологією є зміна робочого тиску із низького на середній.
3. Проведені дослідження свідчать, що наявні на сьогодні норми щодо методу гідравлічного розрахунку газових мережах низького та середнього тиску не достовірно описують наявні газодинамічні процеси, що призводить до недостовірності їх результатів проектних та експлуатаційних розрахунків.

Результати експериментальних досліджень даного розділу наведені в таких публікаціях:

1. Ксенич А. І., Середюк М. Д., Височанський І. І. Особливості гідравлічного розрахунку поліетиленових газових мереж із урахуванням їх енерговитратності. Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. 2012. №1. С. 189-196. **(фахове видання України)**

2. Ксенич А. І., Середюк М. Д., Височанський І. І. Розробка рекомендацій щодо реконструкції сталевих газових мереж шляхом протягування в них поліетиленових труб. Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу. 2012. №1. С. 114-123. **(фахове видання України)**

3. Височанський І. І., Чабан Н. І., Максим'юк С. О. Оптимізація газових мереж низького тиску з врахуванням енергетичних характеристик природного газу. Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. 2017. № 4(65). С. 103-110. **(фахове видання України)**

РОЗДІЛ 4

РОЗРОБЛЕННЯ СИСТЕМИ КОНТРОЛЮ ЗА ТЕПЛОТВОРНОЮ ЗДАТНІСТЮ ПРИРОДНОГО ГАЗУ

Основною метою системи газопостачання є безперебійне забезпечення споживачів енергоносіями в кількості, що відповідає потребі в енергії на кожен момент часу. Тому важливим є контроль за якістю природного газу, зокрема за його теплотворною здатністю. З цією метою поставлено задачу розробити і створити експрес-метод контролю за теплотворною здатністю транспортованого газу і обладнання для його практичної реалізації.

При створенні методу контролю за теплотворною здатністю енергоносія необхідно вибрати параметр газового потоку, який би посередньо характеризував властивості перекачуваного природного газу, зокрема його теплотворну здатність.

Серед таких параметрів можна виділити множину, яка може бути прийнятою до реалізації, проте кожен з параметрів вимагає детального дослідження на предмет взаємозалежності з теплотворною здатністю газу з одного боку і може легко контролюватися в потоці газу з іншого.

Крім того, однією з важливих вимог до вибору експрес-методу і контрольованого параметру є точність кореляційної його залежності з теплотворною здатністю енергоносія та точність самого контролю за параметром в потоці газу.

4.1 Встановлення взаємозалежності між швидкістю звуку в природному газі і його теплотворною здатністю

Основною характеристикою методу визначення якості природного газу є кореляційна залежність між нижчою теплотою згорання природного газу та швидкістю проходження звукових хвиль в ньому. Для оцінки даної залежності проведено наступне дослідження.

Було відібрано більше 50 проб природного газу з різних ділянок мережі газопостачання Івано-Франківської області. Зразки природного газу володіли різною теплотою згорання, діапазон якої змінювався з 7763 до 8561,4 ккал/м³. За допомогою установки, використаної під час дослідження, було проведено вимірювання швидкості поширення ультразвукових коливань в кожній з відібраних проб, при цьому проби та установка витримувались за нормальних умов температури навколишнього середовища не менше 30 хв, для компенсації впливу температури газу на швидкість поширення ультразвукових коливань у ньому. В таблиці 4.1 наведені зведені результати проведеного дослідження.

На основі отриманих результатів вимірювань побудовано графік залежності швидкості поширення ультразвукових коливань в природному газі від теплоти його згорання. Розрахований коефіцієнт кореляції для даної залежності, який склав 0,932. Проведено експотенціювання результатів дослідження, в результаті якого отримана формула залежності швидкості ультразвукових коливань від теплоти згорання природного газу, що наведена на рисунку 4.1

Апроксимувавши отриманий графік поліномом п'ятого степеня отримано залежність швидкості поширення ультразвукових коливань в об'ємі природного газу від його нижчої теплоти згорання:

$$v = 2 \cdot 10^{-12} \cdot q^5 - 1 \cdot 10^{-7} \cdot q^4 + 16 \cdot 10^{-4} \cdot q^3 - 13,186 \cdot q^2 + 54090 \cdot q - 9 \cdot 10^7, \quad (4.1)$$

де v - швидкості поширення ультразвукових коливань в об'ємі природного газу, м/с;

q - нижча теплота згорання природного газу, ккал/м³.

Таблиця 4.1 - Результати дослідження залежності швидкості ультразвукової хвилі від теплоти згорання природного газу

Теплота згорання природного газу, Q ккал/м ³	Швидкість проходження ультразвукової хвилі в природному газу, V , м/с
7763	447,9

Продовження таблиці 4.1

7767	446,17
7767,1	445,84
7862	448,6
7940	451,7
7962	445,1
8072	431,8
8170	442,5
8199,5	431,58
8244	433,3
8278,6	432,98
8338,9	430,49
8442	427
8502	424,5
8522	427,9
8527	421,6
8543	423,5
8561,4	423,62

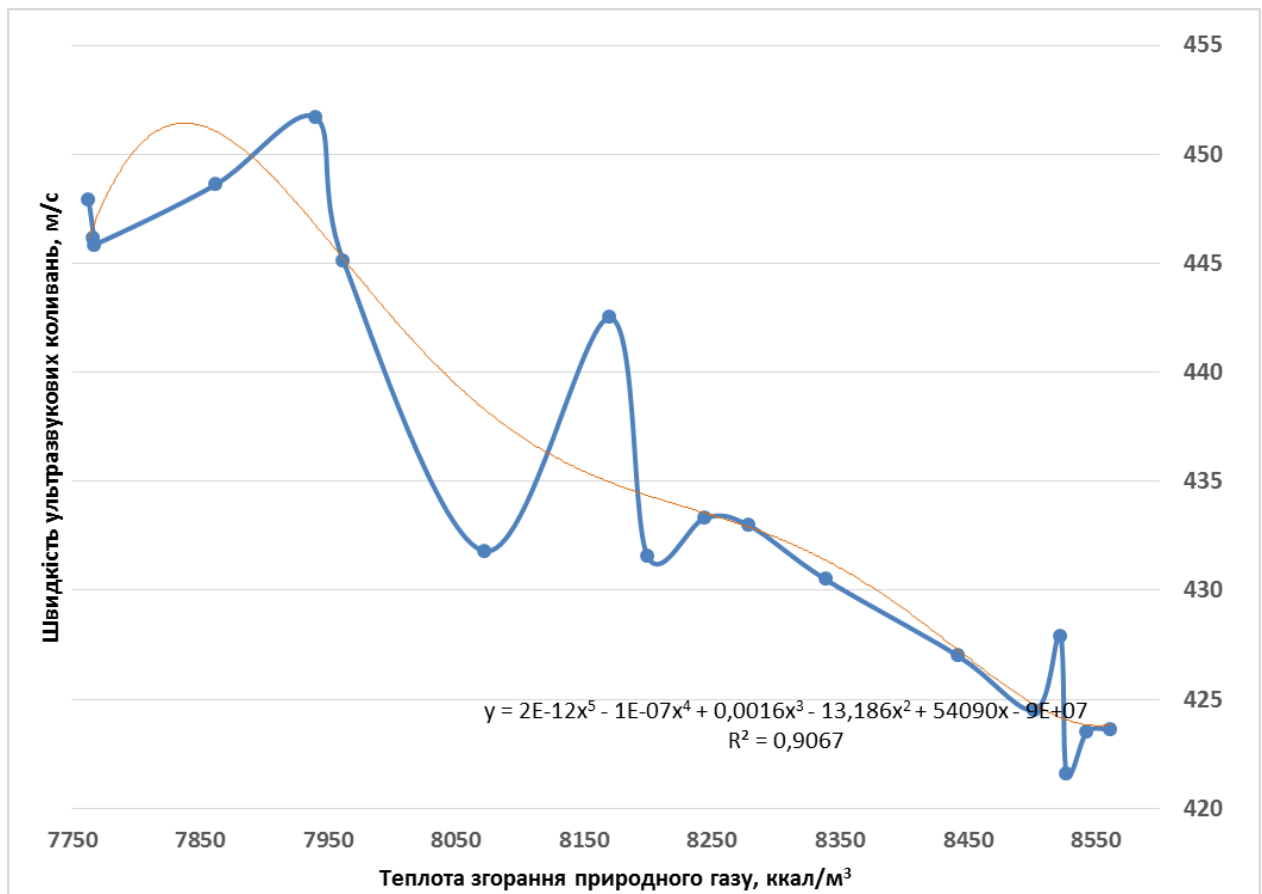


Рисунок 4.1 - Залежності швидкості ультразвукової хвилі від теплотворної здатності природного газу

Проте, як видно з графіка, для різних зразків природного газу з різною калорійністю спостерігається однакова швидкість проходження звукової хвилі в їх об'ємі. В цілях уникнення похибки при оберненому використанні функції (теплота згорання природного газу визначається через швидкість проходження ультразвукової хвилі в ньому) запропоновано використати для розрахунків додатковий параметр – вміст вуглекислого газу. Проведено дослідження визначення залежності швидкості проходження ультразвукової хвилі в об'ємі природного газу від вмісту в ньому CO_2 . Результати дослідження наведені на графіку, рисунок 4.2.

Таблиця 4.2 - Результати дослідження залежності вмісту в природному газі CO₂ від теплоти згорання природного газу

Теплота згорання природного газу, Q ккал/м ³	Вміст вуглекислого газу, CO ₂ , %
7763	0,165
7767	0,1924
7767,1	0,2821
7862	0,1001
7940	0,081
7962	0,082
8072	0,9549
8170	0,15
8199,5	0,9336
8244	0,32
8278,6	0,3373
8338,9	0,3603
8442	0,27
8502	0,549
8522	0,301
8527	0,755
8543	0,469
8561,4	0,598

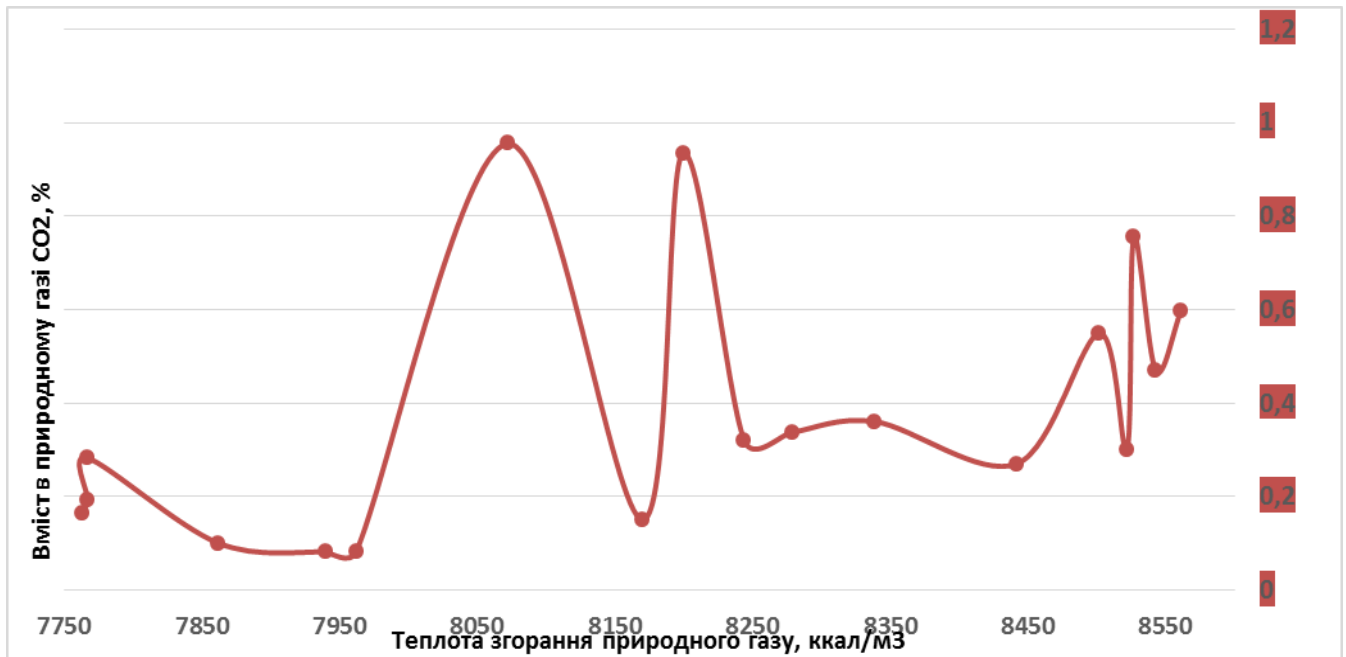


Рисунок 4.2 - Залежності вмісту CO₂ від теплотворної здатності природного газу

Коефіцієнт кореляції даної функції є низьким 0,671. Проте, враховуючи, що вміст CO₂ не впливає на теплотворну здатність природного газу, даний параметр доцільно використовувати для додаткового підвищення точності приладу, в основу якого покладені вище наведені залежності.

4.2 Дослідження впливу температури природного газу на результат вимірювання теплоти згорання

На початковому етапі досліджень для перевірки пропонованого методу контролю енергетичних характеристик природного газу було розроблено експериментальну установку, в якій здійснювались вимірювання тільки двох параметрів, таких як швидкість поширення ультразвукових коливань та вміст діоксиду вуглецю у пробі природного газу. Інші фізичні параметри природного газу, такі як значення тиску та температура, приводились до нормальних умов. Це збільшувало час вимірювання однієї проби та похибку вимірювань, а також унеможливило використання методу за температури навколишнього середовища, що значно (більш ніж на 10⁰С) відрізняється від нормальних умов.

Численні експериментальні дослідження показали, що під час визначення швидкості поширення ультразвукових коливань в газовій пробі необхідно враховувати температуру природного газу у вимірювальній камері [109]. Це дозволяє реалізувати оперативне визначення теплоти згоряння даної проби, на відміну від експериментальної установки, де витримувався ізотермічний режим досліджень.

З літературних джерел [110] відомо, що швидкість поширення ультразвукових коливань в газах залежить від багатьох параметрів газу, таких як показник адіабати, одно-, дво- чи багатоатомний газ, постійна Больцмана, універсальна газова постійна, молярна маса, температура газу.

Додаткове вимірювання згаданих параметрів значно здорожчує реалізацію даного методу та збільшує час проведення одного вимірювання. Проте в нашому випадку за значенням швидкості, отриманим методом вимірювання часу проходження ультразвукових коливань деякої відстані в газі, знаючи точно цю відстань та температуру природного газу на момент вимірювання, можна скористатись формулою, яка описує зміну швидкості акустичних коливань в газах зі зміною температури [111]:

$$v = v_0 + K_u \cdot (t - t_0), \quad (4.2)$$

де v_0 – швидкість при початковій температурі t_0 ;

K_u – температурний коефіцієнт швидкості.

Використання даної формули дозволить привести значення швидкості ультразвукових коливань в природньому газі до нормальних умов. Проте для застосування даної формули необхідно отримати значення температурного коефіцієнту швидкості.

Для визначення температурного коефіцієнту швидкості ультразвукових коливань в природньому газі було розроблено спрощену експериментальну установку, яка складається з вимірювальної камери з вхідним та вихідним штуцерами, двох газових кранів на вході та на виході, манометра, для

вимірювання тиску в газовій камері та ультразвукового перетворювача, давача температури і вологості природного газу, які розміщені в порожнині вимірювальної камери. Для генерування ультразвукових коливань та вимірювання часу їх поширення в природньому газі було використано промисловий ультразвуковий дефектоскоп DiO 562 (зав.№ 138). Для вимірювання температури та вологості природнього газу був використаний термогігрометр OVT-7302 (сер. № 08082341, Ovtech).

Методика експериментальних досліджень полягала в наступному:

1) до вхідного штуцера вимірювальної камери приєднували пробовідбірник з пробю газу, відкривали вхідний і вихідний крани, і через газову камеру впродовж 30с пропускали пробу газу під невеликим тиском та витратою з метою видалення з вимірювальної камери повітря чи зразка проби газу з іншими характеристиками. Через 30с вихідний кран закривали і в вимірювальній камері шляхом регулювання потоку газу за допомогою вхідного крану вимірювальної камери встановлювали тиск на рівні 4 кПа. Процедура пропускання газу через вимірювальну камеру проводилась тричі для кожної окремо взятої проби газу;



Рисунок 4.3 - Зовнішній вигляд спрощеної експериментальної установки для визначення температурного коефіцієнту швидкості ультразвукових коливань у природньому газі

2) після заповнення вимірювальної камери пробєю природного газу ультразвуковий дефектоскоп DiO 562 562 та термогігрометр OVT-7302 налаштували в режим вимірювання;

3) вимірювальну камеру поміщали в морозильну камеру холодильної установки з виведенням кабелів зв'язку датчиків та вимірювальних приладів назовні;

4) з досягненням температурою проби газу у вимірювальній камері значення 2°C процес охолодження зупиняли, вимірювальну камеру виймали з морозильної камери холодильної установки і записували початкові значення температури, а також реєстрували значення вологості та тиску проби газу та час поширення ультразвукових коливань у вимірювальній камері;

5) вимірювальну камеру розташовували на невеликій відстані від нагрівального приладу, і у міру нагрівання в ній проби природного газу зчитували згадані в п.4 параметри.

6) Після досягнення температурою проби газу значення $60-80^{\circ}\text{C}$ чи тиску понад 28 кПа нагрівальний прилад вимикали і проводили вимірювання розрахункових параметрів за кімнатної температури; відтак продовжували зчитування параметрів, охолоджуючи вимірювальну камеру у морозильній камері холодильника від кімнатної температури до значення 2°C .

За виміряним за допомогою ультразвукового дефектоскопа DiO 562 значенням часу проходження ультразвукових коливань відомої відстані у вимірювальній камері було розраховано швидкість поширення ультразвукових коливань у досліджуваній пробі газу.

Зведені результати вимірювань наведені в таблиці 4.3.

Для проведення вимірювань за описаною вище методикою, було відібрано три проби газу з різними значеннями хімічного складу та теплоти згоряння. Кожна проба досліджувалась не менше трьох разів.

Після аналізу та оброблення результатів вимірювань було побудовано графічні залежності швидкості поширення ультразвукових коливань у досліджуваних пробах газу від температури останніх.

Після аналізування графічних побудов було проведено лінійну апроксимацію отриманих залежностей методом найменших квадратів за функцією виду $y = kx + b$, де k і є шуканим нами температурним коефіцієнтом швидкості ультразвукових коливань.

Згідно з розрахунками температурний коефіцієнт швидкості ультразвукових коливань в природньому газі складає $K_{ш} = 0,53$.

Таблиця 4.3 - Зведені результати вимірювань швидкості поширення ультразвукових коливань в пробах природного газу

Проба газу №1					Проба газу №2					Проба газу №3				
Час поширення ультразвукових коливань, мкс	Температура проби газу, °С	Швидкість поширення ультразвукових коливань, м/с	Тиск у камері, кПа	Відносна вологість, %	Час поширення ультразвукових коливань, мкс	Температура проби газу, °С	Швидкість поширення ультразвукових коливань, м/с	Тиск в камері, кПа	Відносна вологість, %	Час поширення ультразвукових коливань, мкс	Температура проби газу, °С	Швидкість поширення ультразвукових коливань, м/с	Тиск в камері, кПа	Відносна вологість, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
232,237	2	400,45	2		221,812	60	431,764	27	55	216,849	80	441,82	19	38
232,092	2,5	400,7	2		221,812	59	431,764	27	59	217,924	75	439,6	16	44
233,737	3	397,88	2,5		222,187	58	431,023	26	60	218,799	73	437,81	14	45
234,174	3,5	397,14	2,5		222,562	57	430,284	26	62	219,249	71	436,9	13	47
233,462	4	398,35	2,7		222,749	56	429,917	25	62	220,112	70	435,16	12	47
232,224	4,5	400,48	3	66	223,124	55	429,182	24	63	220,887	69	433,6	12	48
231,274	5	402,12	3		223,624	54	428,206	23	64	221,399	68	432,58	11	49
231,462	5,5	401,79	3,5		223,874	53	427,72	22	64	222,587	65	430,24	9,5	51
234,387	6	396,78	3,5		224,249	52	426,993	22	65	222,83	63	429,76	8,5	53
232,782	6,5	399,52	3,5		224,432	51	426,639	21	66	223,787	60	427,89	12	56
231,099	7	402,42	4		224,665	50	426,189	20	66	224,762	57	426	10	58
231,948	7,5	400,95	4		224,999	49	425,545	20	67	225,187	55	425,18	9	59
231,921	8	401	4,5		225,187	48	425,184	19	67	225,937	53	423,75	10	60
230,959	8,5	402,67	4,5		225,512	47	424,561	19	68	226,312	51	423,04	11	61
231,699	9	401,38	4,5	64	225,749	46	424,108	18	68	226,499	50	422,68	10	61
229,999	9,5	404,35	5		225,937	45	423,749	17	67	227,812	45	420,2	9	63
230,799	10	402,95	5		226,312	44	423,035	17	68	229,562	39	416,95	8,5	64
230,149	10,5	404,09	5	66	226,499	43	422,68	16	69	229,847	35	416,42	7	65
230,224	11	403,95	5,5		226,687	42	422,324	16	70	231,049	34	414,22	6	65
229,099	11,5	405,94	5,5		226,889	41	421,941	15	70	232,874	32	410,92	5,5	65
229,915	12	404,5	6		227,249	40	421,262	15	71	233,874	30	409,14	6,5	66
229,017	12,5	406,08	6		227,437	39	420,908	14	71	233,999	27	408,91	5	67
228,977	13	406,15	6		227,812	38	420,203	14	71	234,749	24	407,59	4	67
228,962	13,5	406,18	6		227,999	37	419,853	14	71	235,724	15,6	405,87	4	72
228,973	14	406,16	6,5		228,374	36	419,152	13	72	236,324	15	404,83		72
228,962	14,5	406,18	6,5		228,562	35	418,802	12	72	236,649	14	404,26		73
228,986	15	406,14	6,5	60	228,799	34	418,361	12	73	236,317	13	404,84		73
229,903	15,5	404,52	6,5		229,124	33	417,757	12	74	238,374	10,7	401,29		74
229,092	18	405,95	7		229,312	32	417,409	11	74	237,962	9,6	401,99		74
226,97	19	409,75	9,5		229,499	31	417,063	10	75	237,562	8	402,68		73
228,24	20	407,47	10		229,874	30	416,372	10	75	239,107	7	400,04		73
226,664	23	410,3	10		230,162	29	415,842	10	75	238,487	6	401,1		74
226,162	24	411,21	11		230,437	28	415,338	9	75	239,812	5	398,84		73
224,324	24	414,58	12		230,687	27	414,88	8	75	239,368	4	399,6		73
225,574	26	412,28	12		230,862	26	414,561	7,5	75	240,112	3	398,34		71
225,237	27	412,9	12		230,999	25	414,311	7	75	242,437	2,6	394,46		71
223,982	28	415,21	12		231,374	24	413,628	6,5	74					
224,312	29,5	414,6	13		231,737	23	412,97	6	74					
222,972	30	417,09			232,124	22	412,27	6	74					

224,162	31	414,88			232,312	21	411,931	5,5	75					
222,399	32,5	418,17			232,687	20	411,256	5	75					
222,137	33	418,66			232,847	19	410,969	5	76					
221,962	34	418,99			233,249	18	410,249	4	76					
221,799	35	419,3			233,437	17	409,913	3,5	76					
222,737	36	417,53			233,812	16	409,245	3	76					
221,124	37	420,58			233,999	15	408,913	2,5	76					
220,774	38	421,25	17		234,374	14	408,248	2	75					
221,499	39	419,87			235,813	13	405,717	1,5	75					
220,137	39,5	422,46			236,299	12	404,869	1	75					
219,984	40	422,76			237,374	11	403,006	1	75					
217,687	49	427,22	22		239,437	10	399,479	1	75					
217,312	50	427,96			238,474	9	401,118	0,5	75					
217,062	51	428,45		58	240,499	8	397,687	0,5	76					
217,031	52	428,51			239,437	7	399,479	0	75					
216,299	53	429,96		58	241,687	6	395,702	0	75					
216,441	54	429,68			241,876	5	395,388	0	75					
215,499	55	431,56			241,124	4	396,64	0	75					
215,012	56	432,53			243,374	3	392,916	0	75					

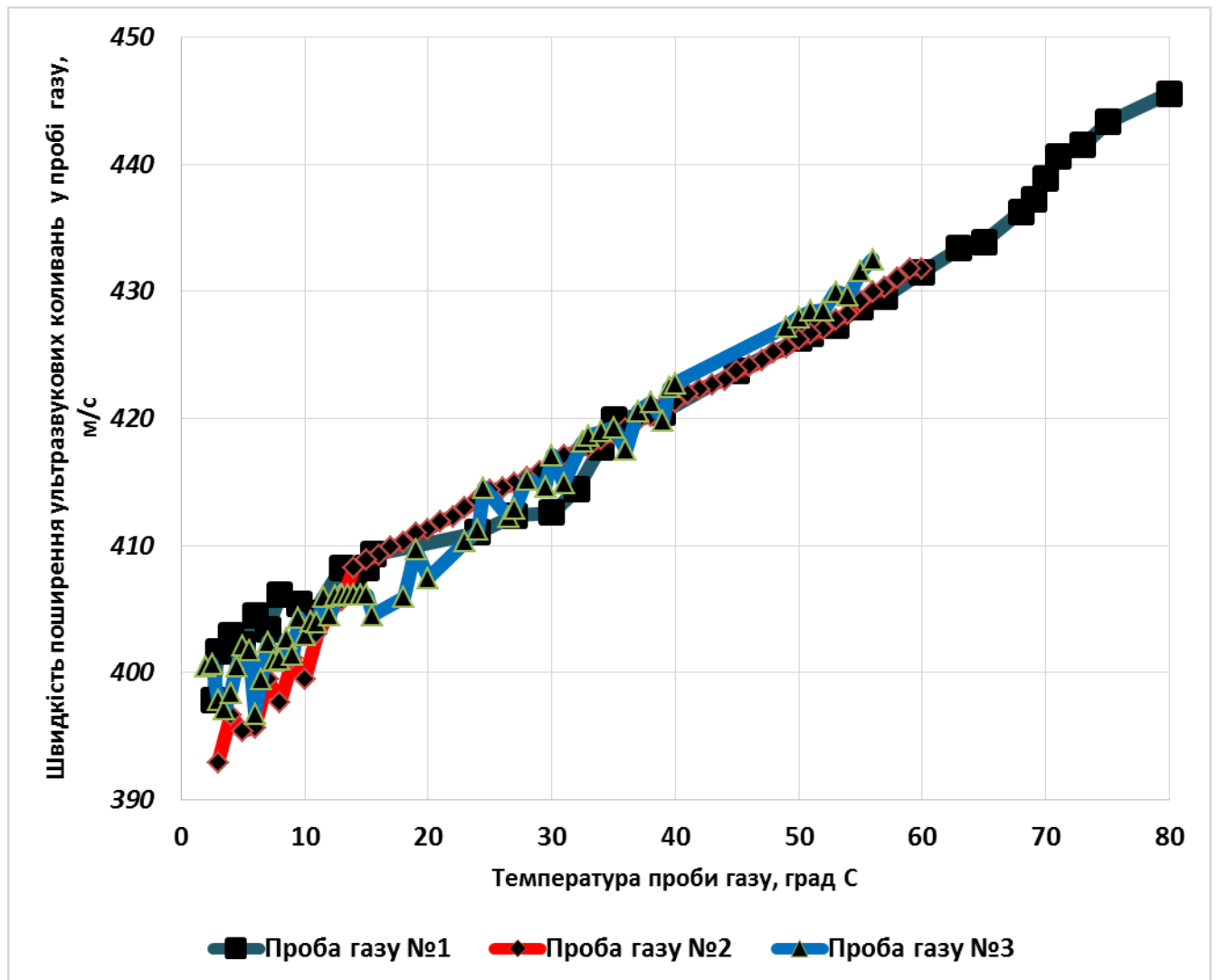


Рисунок 4.4 - Залежності швидкості поширення ультразвукових коливань від температури газу

Таким чином, залежність приведення швидкості звукових коливань в природньому газі до нормальних умов за температурою, виходячи з формули (4.2), матиме вигляд:

$$v_0 = v - 0,53 \cdot (20 - t_0), \quad (4.3)$$

Виходячи з цієї формули, для визначення швидкості поширення ультразвукових коливань в природному газі при температурі газу за нормальних умов, достатньо виміряти значення температури природного газу та швидкості поширення ультразвукових коливань в природному газі при даній температурі.

Введення даної залежності в алгоритм розрахунку теплоти згорання природного газу дозволило удосконалити технологію вимірювання та саму установку: зокрема зменшився час вимірювання однієї проби, оскільки немає потреби догрівати чи охолоджувати пробу, розширились можливості використання приладу при різних діапазонах температури газу та навколишнього середовища, а також зменшилась похибка вимірювань при температурах газу, які відрізнялись від значення за нормальних умов.

4.3 Обґрунтування вибору основних параметрів вимірювальної системи

Відповідно до опису методу вимірювання теплоти природного газу одним з важливих завдань досліджень є реалізація вимірювання параметрів поширення ультразвукових коливань у вимірювальній камері з пробєю природного газу з якомога вищими: точністю і швидкістю вимірювання. Слід відзначити, що в реалізованому конструктивному виконанні пристрою об'єм вимірювальної камери порівняно невеликий, сенсори генерування та вимірювання швидкості УЗ коливань та вимірювання CO_2 встановлені безпосередньо в камері з тестовою пробєю природного газу. Враховуючи вказане і з метою мінімізації впливу самих давачів на контрольоване середовище (наприклад, нагрівання внутрішнього об'єму проби газу від тепла,

яке поширюється в середовище нагрітою поверхнею п'єзоелемента, що генерує в газ УЗ коливання) період часу генерування цугу УЗ коливань та власне час вимірювання мають бути якомога меншими. По суті доцільним є реалізація вимірювань в режимі реального часу, тобто між кожними суміжними вимірюваннями швидкості поширення УЗ коливань в газі та вмістом в ньому CO_2 мають програмно отримуватись розраховані на їх базі значення теплоти згорання проби природного газу.

Для реалізації поставленого завдання, як засіб цифрового оброблення інформації, було вибрано цифровий сигнальний процесор dsPIC24HJ256GP610. Особливість вказаної інтегральної схеми полягає в тому що на одному напівпровідниковому кристалі поєднано як засоби точного визначення часових інтервалів між подіями, так і засоби швидкісної високоточної обробки вимірних значень. Додатково слід відзначити, що сказаний цифровий сигнальний процесор мікроконтролер dsPIC24HJ256GP610 апаратно підтримує практично усі сучасні інтерфейси обміну інформацією з давачами, містить вбудований швидкодіючий аналого-цифровий перетворювач та значний об'єм енергонезалежної (flash) пам'яті даних та пам'яті коду програмного забезпечення.

Визначення швидкості поширення ультразвукових коливань у вимірювальній камері, заповненій тестовою пробєю природного газу, реалізовано на базі методу непрямих вимірювань. З метою реалізації вказаного методу виконуються два вимірювання:

1) вимірювання шляху проходження ультразвукових коливань в середовищі;

2) проміжку часу, протягом якого вказані коливання поширюються в тестовій камері.

За результатами вказаних вимірювань швидкість класично визначається як частка від ділення шляху на час проходження УЗ коливань у контрольованому середовищі.

Оскільки ультразвукові перетворювачі закріплені у вимірювальній камері нерухомо, розміри тестової камери в процесі вимірювання в робочому діапазоні температур залишаються практично сталими, проба природного газу заповнює увесь внутрішній простір камери з сталою густиною середовища, то вказане дозволило шлях проходження УЗ коливань визначати виходячи з геометричних розмірів камери з точністю $\pm 0,05$ мм. Вказана точність є прийнятною для забезпечення належних метрологічних параметрів вимірювання швидкості поширення ультразвукових коливань в пробі природного газу.

Більш складнішим в процесі досліджень є завдання точного вимірювання часового інтервалу, протягом якого вказані коливання поширюються в тестовій камері. Цифровий сигнальний процесор (ЦСП) мікроконтролер dsPIC24HJ256GP610 апаратно забезпечує можливість вимірювання часових інтервалів з роздільною здатністю 25 нс, або 0,025 мкс, за умови використання зовнішнього генератора або кварцового резонатора з робочою резонансною частотою 40 МГц і точністю відтворення коливань 20 ppm. Але одна з основних проблема вимірювання часу проходження УЗ імпульсу в газовому середовищі з низьким тиском газу зумовлена зміною форми цугу УЗ коливань, що проходить на приймач УЗ коливань після проходження через середовище природного газу, за умов зміни складу газу, а отже і його теплоти згорання. Тобто, іншими словами, за умов заміни проби природного газу з одним складом пробою природного газу з іншим складом змінюється форми цугу УЗ коливань, що реєструються УЗ приймачем. Це зумовило необхідність суттєвого ускладнення алгоритму програмного забезпечення для оброблення інформаційних УЗ сигналів з метою досягнення точного визначення часу поширення УЗ коливань.

В мікроконтролері ЦСП dsPIC24HJ256GP610 часові інтервали визначаються за допомогою апаратно реалізованого на його кристалі модуля захоплення-порівняння (ССР) наступним чином. Внутрішній системний генератор ЦСП генерує на кристалі мікропроцесора тактові прямокутні імпульси з стабільною частотою 40 МГц. Вказані імпульси подаються на 32-

розрядні таймери-лічильники, які виконують їх підрахунок. Якщо на вхід модуля ССР надходить імпульс (наприклад, в момент збудження УЗ коливання в середовищі або в момент приходу УЗ коливання на приймач) в реєстри модуля ССР копіюється число нарахованих в 32-розрядному таймері тактових імпульсів яке було в цьому таймері в момент приходу імпульсу на вхід модуля ССР. Максимальне відхилення між реальним часом приходу імпульсу на вхід ССР мікропроцесора та зареєстрованим часом захоплення імпульсу складає не більше ніж $1/40000000$ с, або 25 нс, що і визначає похибку вимірювання часу проходження імпульсів у середовищі природного газу.

Таким чином, якщо ми маємо число імпульсів тактової частоти на момент початку поширення цугу УЗ коливань в середовищі і число таких імпульсів на момент приходу УЗ коливання на приймач, то в результаті віднімання другого числа від першого і множення результату віднімання (що зберігався в змінній *delta_capture01* програмно) на 25 нс (періоду одного тактового імпульсу) отримуємо з точністю до 25 нс період часу проходження цугу УЗ коливань від випромінювача до приймача. В змінній *exo_imp1* програмно отримано вказаний вище шуканий часовий інтервал з врахуванням затримки на час виконання коду 5.1 мкс. Швидкість поширення УЗ коливань в камері отрмуємо як результат ділення числа 36180 (шляху проходження УЗ коливань в камері) на вказаний визначений час їх проходження, що знаходиться в змінній *exo_imp1*. Враховуючи, що на виконання коду програми для курування і налагодження роботи ССР модуля потрібен час, вказаний час враховано відніманням від значення змінної сталої 1,55 мкс.

Вимірювання реальних значень швидкості поширення ультразвуку в процесі виконання експериментальних досліджень показали необхідність осереднення значення швидкості на основі 10 одиничних вимірювань цієї швидкості. Далі наведена ділянка коду програми, яка реалізує вказане осереднення.

В процесі виконання експериментальних досліджень методу вимірювання швидкості поширення УЗ коливань та при випробуваннях пристрою постало

завдання введення корекції вимірної швидкості в залежності від температури проби газу. Це зумовлено тим, що проба газу має відносно малий об'єм, знаходиться в герметичній камері, куди встановлено п'єзоелектричні генератори і приймачі УЗ коливань. В процесі виконання вимірювань вони нагріваються, а отже і суттєво (до 10-15 град С) нагрівається проба газу. Це суттєво змінює значення швидкості поширення УЗ коливань, а отже в подальшому і впливатиме на визначення теплоти згорання проби газу. Тому з метою нівелювання впливу зміни температури проби на вимірну швидкість ультразвуку введена ділянка коду корекції швидкості за температурою. Значення швидкості УЗ коливань, отримане після осереднення по повторних 10 циклах вимірювань, зменшується на поправочний коефіцієнт $0.55 * ((Ta_resf/100) - 27)$, де *Ta_resf* – змінна де знаходиться вимірне значення температури в камері переведене у плаваючий формат; 100 – нормуючий коефіцієнт, 0.55 та 27 – коефіцієнти нахилу та зсуву експериментально отриманої регресійної залежності швидкості УЗ коливань в природному газі від температури. Значення температури *Ta_res* перетворюється у плаваючий формат (три байти мантиси +байт порядку як ступінь за основою 2) – змінна *Ta_resf*, далі ділиться на 100 (бо попередньо при перерахунку за формулою число множилось на 100 з метою уникнення використання коми), від нього віднімається 27, результат множиться на 0,55 і віднімається від попередньо визначеного значення швидкості УЗ.

Значення вмісту вуглекислого газу в пробі природного газу отримується з давача у вигляді аналогового електричного сигналу, амплітуда якого є пропорційна вмісту CO₂ і знаходиться в діапазоні 0.4-2.4 В, що відповідає діапазону зміни CO₂ – від 0 до 2%. Робочий діапазон аналого-цифрового перетворювача 0-4.98 В тому після перетворення коду вимірної значення сигналу з давача CO₂ в плаваючий формат відбувається перетворення коду в одиниці напруги множенням на робочий діапазон АЦП і діленням на розрядність АЦП.

Далі за алгоритмом програми значення швидкості $velocity_average$ і вмісту вуглекислого газу $CO2_average$ використовуються як входи до програмно реалізованого алгоритму нейронної мережі. На виході розрахунку за нейромережним алгоритмом отримуємо значення нижчої теплоти згорання газу.

Розрахунок значення нижчої теплоти згорання природного газу здійснювати за формулою:

$$Q = \frac{1}{1 + e^{\sum_{n=1}^{12} -(LW\{2,1\} \cdot \left[\frac{2}{1 + e^{-2 \cdot \sum_{n=1}^{12} (LW\{1,1\} \cdot \left[\left(\frac{u-415}{30} \right); \frac{CO2}{2} \right] + b\{1\})} - 1 \right] + 0,50022}}}, \quad (4.4)$$

Як відомо, акустичні коливання в діапазоні близькому до 1 МГц, зазнають, при поширенні в газах, значних енергетичних втрат у порівнянні з втратами їх енергії в твердих (метали, пластмаси) матеріалах [112-116]. З огляду на вищесказане, виникають певні технічні труднощі при визначенні швидкості поширення акустичних коливань в природному газі. Підвищити точність визначення швидкості поширення акустичних коливань в природному газі та мінімізувати енергетичні втрати технологічно можливо шляхом врахування форми випромінюючого акустичні коливання в природний газ акустичного поля перетворювача. Врахування форми акустичного поля ультразвукового перетворювача дозволяє розробити вимоги до розмірів вимірювальної камери та взаємного розташування ультразвукових перетворювачів, оскільки взаємопов'язаність цих характеристик визначають фізико-хімічні характеристики середовища, в якому поширюються акустичні коливання [116].

Для збільшення кількості вимірювальних параметрів та підвищення точності вимірювання швидкості поширення ультразвукових коливань в природньому газі, в конструкцію вимірювальної камери було запропоновано

ввести зміни та використати два ультразвукових перетворювача з частотою генерації ультразвукових коливань 1 МГц та 0,5 МГц. Дані перетворювачі розміщуються один навпроти одного, таким чином, що б їхні акустичні осі співпадали. Перетворювачів працюють по чергово і виконують функцію як випромінювача/приймача так і відбивача ультразвукових коливань.

Отже, розроблення конструкції акустичної камери для вимірювання швидкості поширення ультразвукових коливань в природному газі потребує вирішення задачі оптимального вибору між чутливістю ультразвукового перетворювача, формою акустичного сигналу та віддаллю між ультразвуковими перетворювачами.

Акустичне поле випромінювання будь якого ультразвукового перетворювача умовно поділяється на дві зони: ближня і дальня [117, 118].

Ближня зона акустичного поля дископодібного п'єзоперетворювача характеризується циліндричною формою, діаметр якої рівний діаметру п'єзопластини і немонотонною зміною амплітуди акустичного поля, що зумовлено інтерференцією.

Для вимірювань в нашому випадку більш цікавою є дальня зона, оскільки в цій зоні акустичне поле є рівномірне з амплітудою акустичних коливань, яка монотонно зменшується з віддаллю. В цій зоні акустичне поле дископодібного п'єзоперетворювача характеризується формою конуса. На акустичній осі в центральній частині п'єзопластини знаходиться вершина конуса акустичного поля перетворювача. Акустичні характеристики п'єзоелемента та середовища в яке випромінюються акустичні коливання визначають кут при вершині конуса [67].



D_0 – діаметр п'єзопластини перетворювача.

Рисунок 4.5 - Схематичне зображення форми акустичного поля дископодібного п'єзоперетворювача

В нашому випадку формула для визначення характеру акустичних полів п'єзоперетворювачів матиме вигляд [119, 120]:

$$\frac{p}{p_0 D e^{-\delta \cdot r_1}} = 2 \cdot \left| \sin \frac{\pi a^2}{2\lambda \left(r + r_1 \frac{c_1}{c_2} \right)} \right|, \quad (4.5)$$

де p_0 - амплітуда поля на акустичній осі,

D - коефіцієнт прозорості (за енергією) границі розділу середовищ (узгоджуючий шар/природній газ),

δ - коефіцієнт затухання ультразвуку в узгоджуючому шарі перетворювача,

r_1 - товщина узгоджуючого шару,

a - радіус п'єзопластини, в нашому випадку складає 1 см,

λ - довжина хвилі акустичних коливань в природному газі,

c_1, c_2 - швидкість поширення ультразвукових коливань в узгоджуючому шарі та природному газі відповідно,

r - відстані від перетворювача до точки спостереження.

Для спрощеного розрахунку приблизного значення границь ближніх зон ультразвукових перетворювачів, що випромінюють акустичні коливання в природній газ можемо скористатись формулою:

$$r = \frac{a^2}{\lambda} = \frac{a^2 \cdot f}{c}, \quad (4.6)$$

де c - швидкість поширення акустичних коливань в природньому газі,

f - частота ультразвукових коливань.

Підставивши відповідні значення змінних у формулу, отримаємо значення границь ближніх зон п'єзоперетворювачів. Для акустичного ультразвукового перетворювача з частотою збудження 1 МГц границя ближньої зони знаходиться на відстані:

$$r = \frac{a^2}{\lambda} = \frac{a^2 \cdot f}{c} = \frac{(0,01m)^2 \cdot 1 \cdot 10^6 c^{-1}}{420m/c} = 0,238m. \quad (4.7)$$

Для акустичного ультразвукового перетворювача з частотою збудження 0,5 МГц границя ближньої зони знаходиться на відстані:

$$r = \frac{a^2}{\lambda} = \frac{a^2 \cdot f}{c} = \frac{(0,01m)^2 \cdot 0,5 \cdot 10^6 c^{-1}}{420m/c} = 0,119m. \quad (4.8)$$

На границі ближньої і дальньої зони акустичного поля перетворювача енергія акустичних коливань є максимальною. Оскільки в нашому випадку використано два ультразвукових перетворювачі, які одночасно працюють як приймачі/випромінювачі так і відбивачі, які розміщені один навпроти одного, а також акустичні коливання поширюються в природньому газі від перетворювача/випромінювача до відбивача і відбившись від відбивача через

природній газ повертаються до перетворювача/приймача, відстань від перетворювача до відбивача повинна складати:

- для п'єзоелектричного ультразвукового перетворювача з частотою коливань 1 МГц - $r/2 = 11.9$ см;

- для п'єзоелектричного ультразвукового перетворювача з частотою коливань 0,5 МГц - $r/2 = 5.95$ см.

Таким чином, на основі проведених розрахунків, визначено, що відстань між ультразвуковими перетворювачами, які розміщені у вимірювальній камері один навпроти одного повинна становити не менше 11,9 см. При такому розміщені п'єзоперетворювачів вони обоє працюватимуть в дальній зоні де акустичне поле рівномірне.

Наступним для визначення параметрів вимірювальної камери та п'єзоперетворювачів є необхідність визначення параметрів відбивачів ультразвукових коливань.

В установці для збудження/приймання ультразвукових коливань та вимірювання швидкості їх поширення в природньому газу використано ультразвукові перетворювачі, які складається з корпусу, демпфера, п'єзоелектричної пластини (титанат барію ТБК-3, діаметр 20мм), резонансна частота якої складає 1 МГц для одного та 0,5 МГц для іншого перетворювача та узгоджуючого шару, який виготовлений у вигляді круглої пластини з технічного силікону та приклеєний до п'єзопластини. З'єднання демпфера, п'єзоелектричної пластини та узгоджуючого шару між собою здійснюється за допомогою епоксидної смоли і утворюють резонатор. До п'єзопластин припаяні тонкі мідні провідники, за допомогою яких на п'єзопластину подається імпульс напруги, для збудження акустичних коливань та знімається з п'єзопластини електричний потенціал при попаданні на неї ультразвукових коливань.

Як було сказано вище, з літературних джерел відомо, що в акустичному полі перетворювача виділяють дві зони: ближня і дальня. Ближня зона також характеризується тим, що понад 80% енергії акустичних коливань концентруються в межах циліндричного об'єму, діаметр якого рівний діаметру

п'єзопластини. Дальня зона описує поле, яке можна умовно зобразити у вигляді променів, що розходяться з точки, яка носить назву ефективного акустичного центру.

Таким чином, для підвищення точності вимірювання швидкості поширення акустичних коливань в природному газі та відношення сигнал/шум, необхідно враховувати дані характеристики акустичних полів п'єзоелектричних перетворювачів, що дозволить визначити параметри відбивачів акустичних коливань.

В нашому випадку, як було сказано вище, відбивач виготовлений у вигляді круглої пластини з технічного силікону, діаметр якої більший за діаметр п'єзоелемента та приклеєний до п'єзопластини. Геометричні розміри відбивачів (діаметри) будемо визначати шляхом побудови графіка залежності інтенсивності (або амплітуди) поля в дальній зоні.

Діаграма направленості акустичного перетворювача – це нормований за максимумом акустичного тиску графік залежності амплітуди (або інтенсивності) поля в дальній зоні функції від напрямку поширення хвилі [121].

Для п'єзоелектричних перетворювачів навантажених на природній газ, які вибрано в нашому випадку, діаграми направленості побудуємо згідно з формули [119]:

$$\frac{p}{p_a} = \left| \frac{2J_1(ak \sin \theta)}{(ak \sin \theta)} \right|, \quad (4.9)$$

де θ - кут між напрямком променя і акустичною віссю,

J_1 - функція Бесселя першого порядку,

p_a - амплітуда поля на акустичній осі,

$k = \frac{2\pi}{\lambda}$ - хвильове число.

Центральна частина діаграми, в межах якої амплітуда зменшується від одиниці до нуля називається основною пелюсткою діаграми направленості акустичного поля перетворювача [76].

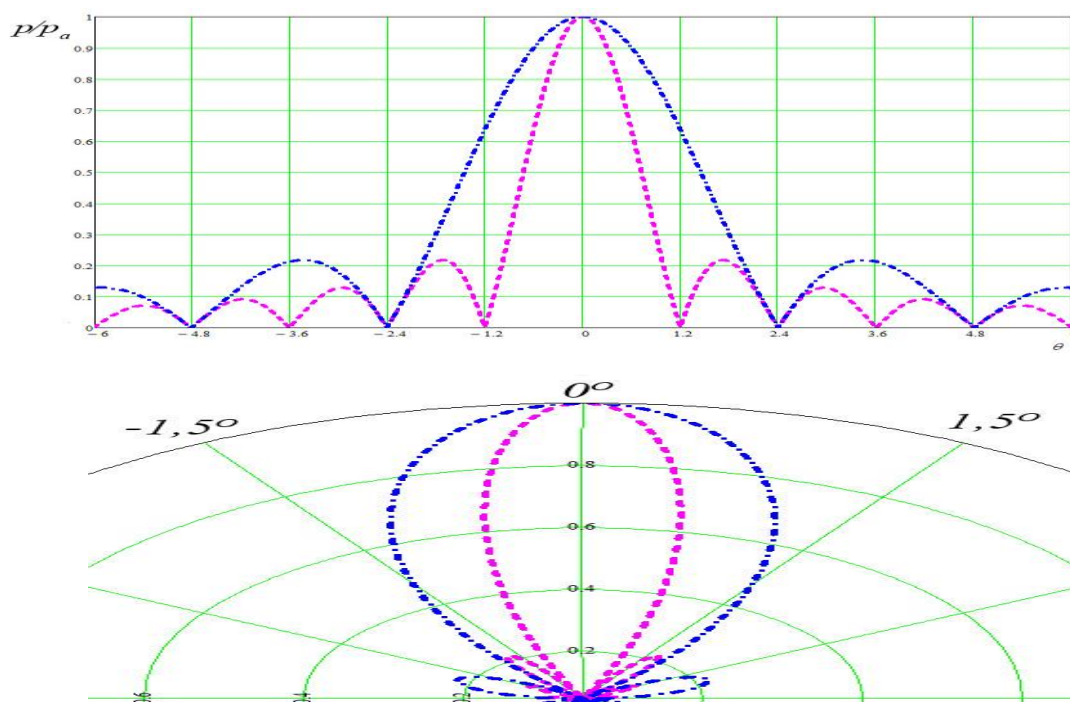
Розраховану (теоретичну) діаграму направленості ультразвукового перетворювача, навантаженого на природній газ, було підтверджено експериментально в ході проведення досліджень на перетворювачі з частотою збудження акустичних коливань 1 МГц. Результати експериментальних досліджень подано на рисунку 4.6.

Для визначення геометричних розмірів (діаметрів) відбивачів необхідно розрахувати половину кута розкриття основної пелюстки п'єзоелектричного перетворювача, яку можна отримати з формули [122]:

$$\theta = \arcsin\left(0,61 \frac{\lambda}{a}\right) = \arcsin\left(0,61 \frac{c}{a \cdot f}\right). \quad (4.10)$$

Отже, підставивши у формулу (4.10) відповідні значення частоти ультразвукових коливань та діаметри п'єзопластин, отримаємо, що з ефективного акустичного центру ультразвукові коливання розходяться у вигляді променів під кутом до акустичної осі перетворювача, який складає $1,47^\circ$ для п'єзоелектричного ультразвукового перетворювача з частотою коливань 1 МГц та $2,94^\circ$ для п'єзоелектричного ультразвукового перетворювача з частотою коливань 0,5 МГц.

На основі отриманих значень кутів розкриття основних пелюсток п'єзоелектричних перетворювачів розрахуємо геометричні розміри (діаметри) узгоджувачих шарів (відбивачів): діаметру та радіуса кривизни вгнутої поверхні. Для цього побудуємо схематичне зображення взаємного розташування п'єзоелектричних перетворювачів та поширення ультразвукових коливань в природному газі (рис. 4.6).



- - - для п'єзоелектричного ультразвукового перетворювача з частотою 1 МГц;
- • - - для п'єзоелектричного ультразвукового перетворювача з частотою 0,5 МГц.

Рисунок 4.6 - Діаграми направленості поля п'єзоелектричних перетворювачів навантажених на природній газ в прямокутних (а) та полярних (б) координатах

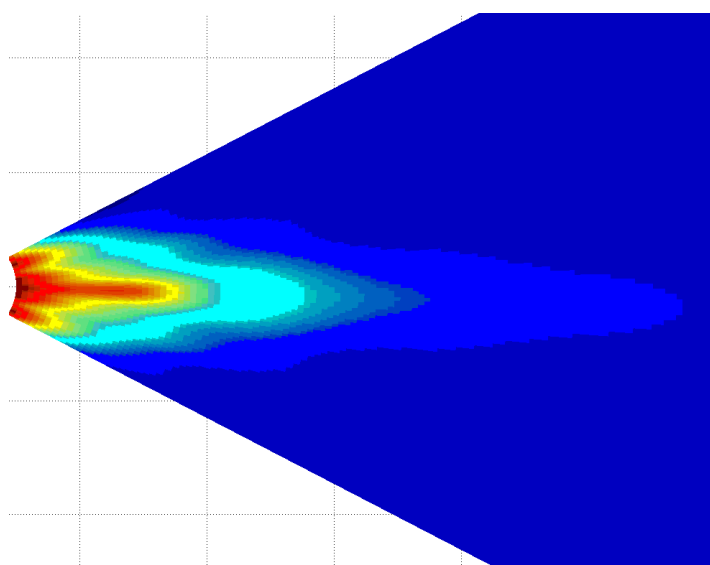


Рисунок 4.7 - Експериментальна діаграма направленості перетворювача з частотою збудження акустичних коливань 1МГц

Таким чином, як бачимо з рисунку 4.6 геометричні розміри (діаметри) відбивачів повинні складати:

- для п'єзоелектричного ультразвукового перетворювача з частотою коливань 1 МГц:

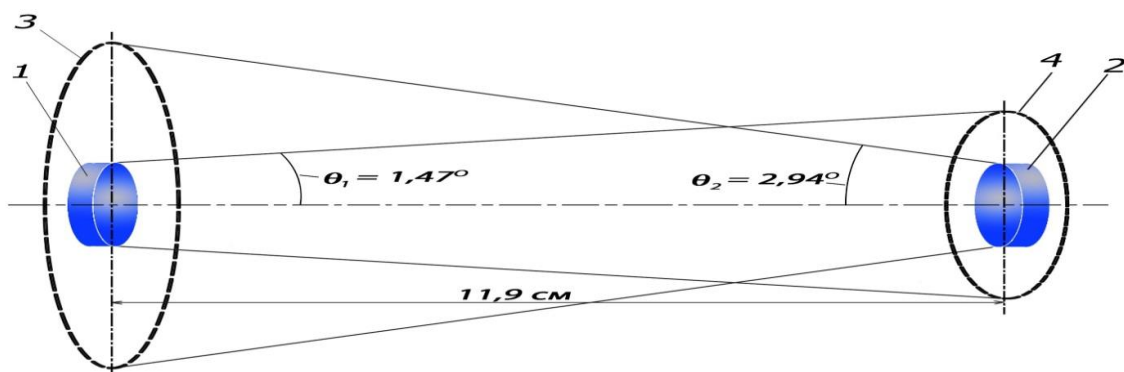
$$d_1 = 2 \cdot (a + 11,9 \cdot \operatorname{tg}(1,47^\circ)) \approx 2,61 \text{ см}; \quad (4.11)$$

- для п'єзоелектричного ультразвукового перетворювача з частотою коливань 0,5 МГц:

$$d_{0,5} = 2 \cdot (a + 11,9 \cdot \operatorname{tg}(2,94^\circ)) \approx 3,22 \text{ см}. \quad (4.12)$$

На основі аналізу визначених характеристик акустичного поля ультразвукових перетворювачів, можна зробити висновок про необхідність проведення фокусування відбитих від відбивача акустичних коливань, що додатково дозволить збільшити кількість енергії акустичного поля, яке проходить від відбивача до приймача і тим самим дозволить підвищити точність вимірювання та відношення сигнал/шум.

Зокрема, в нашому випадку, відбивачі необхідно виконати вгнутими з певним наперед визначеним радіусом. Така форма відбивачів дасть можливість компенсувати кут розходження акустичних променів і підвищить вхідний сигнал за рівнем.



1 та 2 – п'єзоелектричні ультразвукові перетворювачі з частотою збудження 1 МГц та 0,5 МГц відповідно; 3 та 4 – відбивачі (узгоджуючі шари) п'єзоелектричних ультразвукових перетворювачів з частотою збудження 1 МГц та 0,5 МГц відповідно.

Рисунок 4.8 - Схематичне зображення поширення акустичних променів від ультразвукових перетворювачів у середовищі природного газу

Геометричну форму (радіуси кривизни вгнутої поверхні) відбивачів ультразвукових коливань, як видно з рисунку 4.8, можна обчислити за допомогою наступних залежностей:

- для п'єзоелектричного ультразвукового перетворювача з частотою коливань 1 МГц:

$$R_1 = \frac{a}{\operatorname{tg}\theta_1} + 11,9 = \frac{1}{\operatorname{tg}(1,47^\circ)} + 11,9 \approx 50,87 \text{ см}; \quad (4.13)$$

- для п'єзоелектричного ультразвукового перетворювача з частотою коливань 0,5 МГц:

$$R_{0,5} = \frac{a}{\operatorname{tg}\theta_2} + 11,9 = \frac{1}{\operatorname{tg}(2,94^\circ)} + 11,9 \approx 31,37 \text{ см}. \quad (4.14)$$

Таким чином, на основі проведених розрахунків, визначені параметри вимірювальної камери та ультразвукових п'єзоелектричних перетворювачів дозволить підвищити точність та достовірність результатів вимірювань.

4.4. Розроблення вимог до установки, її структурної схеми та принципів визначення теплоти згоряння природного газу

Розроблений раніше метод контролю теплоти згоряння природного газу [123-124] володіє рядом недоліків, зокрема:

- складність використання в промислових умовах;
- значне зростання похибки вимірювання при низьких (менше +15 °С) та високих (більше + 25 °С) значеннях температури навколишнього середовища чи температури проби природного газу;
- збільшення часу отримання результату та часу підготовки до вимірювань через необхідність витримування проби природного газу та установки, яка реалізує метод вимірювання в умовах з нормальним значенням температури навколишнього середовища;

- вузький діапазон вимірювання теплоти згоряння природного газу, що унеможливило використання методу в умовах промислового видобутку;
- порівняно невисока точність вимірювання (зведена до діапазону похибка складає більше 4%);
- конструкція установки, що реалізує метод, володіє великим об'ємом вимірювальної камери, що збільшує час проведення вимірювання, через необхідність тривалого продування вимірювальної камери для заміщення всього об'єму камери новою пробєю.

Для підвищення точності розробленого методу контролю енергетичних характеристик природного газу необхідно удосконалити конструкцію експериментальної установки шляхом збільшення кількості інформативних параметрів, які вимірюються при дослідженнях проб природного газу та покращення конструкції установки, зокрема:

- установка повинна бути переносною та володіти невеликою вагою;
- має бути забезпечена стабільність результатів вимірювання теплоти згоряння природного газу не залежно від його температури чи температури навколишнього середовища;
- діапазон вимірювання теплоти згоряння природного газу повинен бути таким, що б забезпечити можливість використання установки як в умовах промислу, так і в побутових умовах, з врахуванням великих, середніх та низьких значень тиску природного газу в мережах;
- для підвищення точності вимірювань необхідно використати додаткові датчики інформативних параметрів, які володіють меншою похибкою вимірювань, є менш інерційними та невеликими за розміром, що дозволить зменшити об'єм вимірювальної камери.

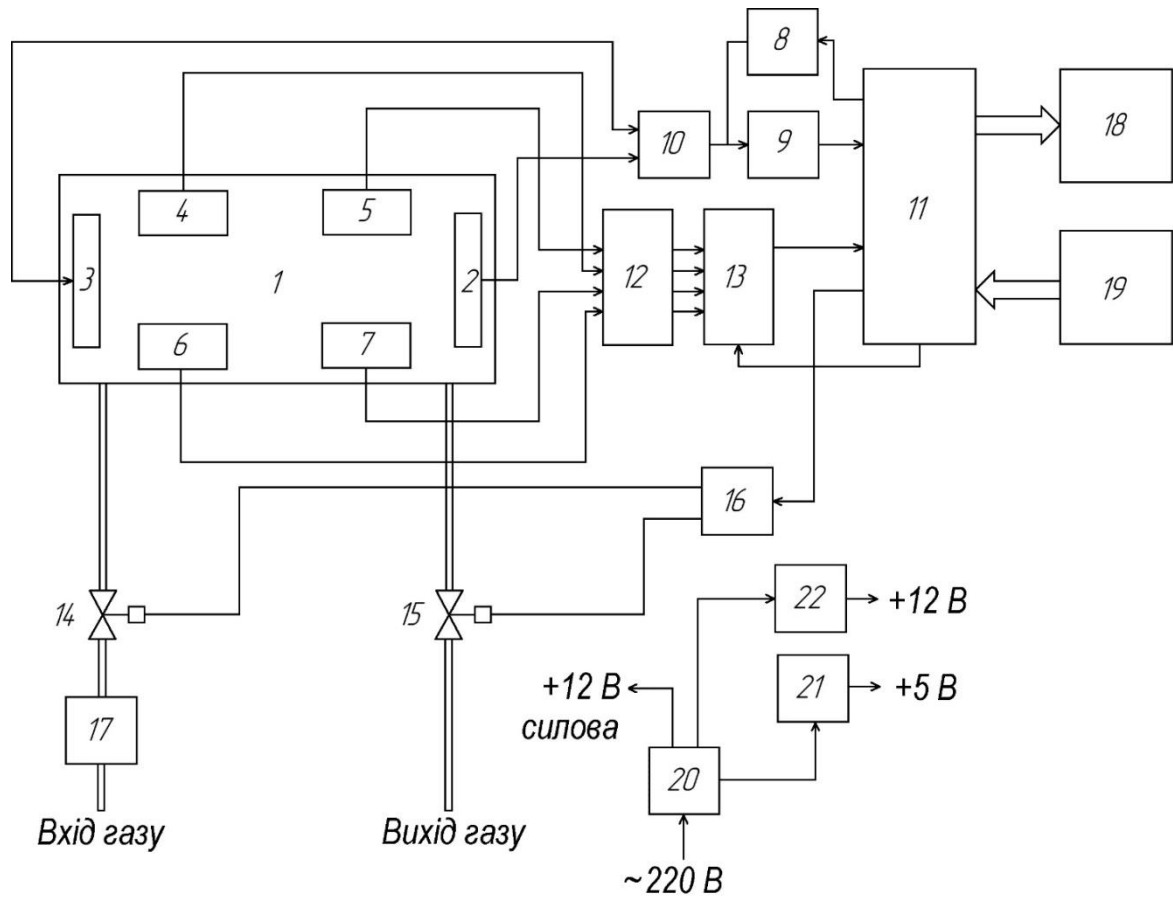
Також необхідно приділити увагу розробленню методики контролю теплоти згоряння природного газу з допомогою удосконаленої установки з урахуванням особливостей її конструкції та умов експлуатації.

На основі розроблених вимог до установки для контролю теплоти згорання природного газу було розроблено її структурну схему, яка наведена на рис. 4.9.

Основним елементом приладу є вимірювальна камера 1, де здійснюється процес вимірювання інформативних параметрів, які необхідні для визначення теплоти згорання природного газу. Для зменшення часу вимірювання параметрів однієї проби природного газу шляхом скорочення часу продування вимірювальної камери для заміщення всього об'єму камери новою пробєю, об'єм камери вибирається якомога найменшим.

У вимірювальній камері 1 знаходяться два ультразвукові перетворювачі 2 і 3, які працюють по суміщеній схемі і є одночасно як випромінювачами, так і приймачами ультразвукового сигналу. Конструктивно вони виконані однаковими, відрізняються тільки резонансною частотою.

Також у вимірювальній камері знаходяться давач тиску 4, давач температури 5, що володіє високою точністю вимірювання та низькою інерційністю, давач вологості 6 та високоточний давач визначення вмісту вуглекислого газу (CO_2) 7, який працює по принципу недеспергованої інфрачервоної спектроскопії (NDIR).



1-вимірювальна камера; 2, 3-ультразвукові перетворювачі; 4-давач тиску; 5-давач температури; 6-давач вологості; 7-давач визначення вмісту вуглекислого газу; 8-ультразвуклий генератор; 9-вхідний підсилювач; 10-комутатор; 11-програмно-цифровий модуль; 12-блок нормалізуючих підсилювачів; 13-аналого-цифровий перетворювач; 14, 15-електромагнітні газові клапани; 16-блок керування електромагнітними газовими клапанами; 17-газовий редуктор; 18-інформаційний дисплей; 19-клавіатура; 20-блок живлення; 21, 22-перетворювачі напруги.

Рисунок 4.9 - Структурна схема приладу для експрес-контролю теплоти згорання природного газу

При такому способі визначення концентрації CO_2 виходять з того, що CO_2 абсорбує інфрачервоне випромінювання, тобто відсоток ІЧ-випромінювання в певному, вузько обмеженому діапазоні довжин хвиль, що являє собою величину, яку можна застосовувати для визначення концентрації CO_2 . В даній установці застосовано давач CO_2 виробництва компанії Daunament [125] з діапазоном вимірювання 0-2% концентрації діоксиду вуглецю в газовій суміші і чутливістю 0,01%.

Електричний сигнал для збудження ультразвукових перетворювачів 2 та 3 формується генератором 8. Перетворювачі працюють по чергово шляхом їх перемикання за допомогою комутатора 10. Спочатку за допомогою комутатора 10 до генератора 8 підключається перетворювач 2. Електричний сигнал від генератора 8 збуджує ультразвуковий перетворювач 2, який в свою чергу генерує пружні ультразвукові коливання в природному газі. Після проходження ділянки вимірювальної камери, наповненої природним газом, ультразвуковий імпульс відбивається від перетворювача 3, який в цьому випадку працює як відбивач і, пройшовши зворотній шлях в вимірювальній камері, потрапляє на перетворювач 2, який генерує імпульс напруги, що підсилюється підсилювачем 9. Підсилювач 9 виконує також функцію узгодження рівнів. З підсилювача 9 імпульс потрапляє на програмний цифровий модуль 11, де відповідно відбувається визначення швидкості поширення ультразвукових коливань у пробі природного газу, яка знаходиться у вимірювальній камері 1.

Після цього комутатор 10 підключає до генератора перетворювач 3 і процес формування імпульсів та проходження ультразвукових коливань у вимірювальній камері відбувається аналогічно. В цьому випадку перетворювач 3 працює як генератор та приймач, а перетворювач 2 виконує функцію відбивача. Перемикання перетворювачів 2 та 3 за допомогою комутатора 10 відбувається з частотою 2 рази за секунду.

Швидкість поширення визначається на основі вимірюного часу поширення ультразвукового сигналу і відомої відстані між відповідно ультразвуковими перетворювачами 2 і 3.

З метою збільшення кількості інформативних параметрів та підвищення точності вимірювання використано 2 перетворювачі, один з яких генерує ультразвукові сигнали з частотою збудження 1 МГц, другий з частотою 500 кГц, а програмний цифровий модуль 11, окрім вимірювання швидкості поширення ультразвукових коливань в газі, здійснює вимірювання величини їх затухання.

Ультразвукові перетворювачі виготовлені за власною оригінальною технологією [126] і обладнані багат шаровим узгоджуючим шаром для забезпечення вводу ультразвукового сигналу з частотою 1 МГц та 500 кГц в газове середовище вимірювальної камери.

Сигнали з виходів давачів тиску, температури, вологості та CO_2 надходять на модуль нормалізуючих підсилювачів 12, де здійснюється їх підсилення до необхідних рівнів. Далі сигнали поступають на швидкодіючий аналого-цифровий перетворювач (АЦП) 13, а звідти – у цифровій формі надходять на програмний цифровий модуль 11 для подальшої обробки.

Запускається газ у вимірювальну камеру 1 та випускається з неї за допомогою електромагнітних клапанів 14 і 15, керування якими здійснюється блоком керування клапанами 16 по командах з програмного цифрового модуля 11. Зниження тиску газу перед подачею у вимірювальну камеру до необхідного фіксованого рівня здійснюється газовим редуктором 17.

Повна обробка інформації та вироблення команд на управління виконується програмним цифровим модулем 11, який виконує такі функції:

- аналого-цифрового перетворення інформаційних сигналів вимірювальних перетворювачів вимірювальної камери;
- формуванням збуджуючого імпульсу та визначення часу повернення відбитого імпульсу ультразвукового перетворювача вимірювальної камери;
- формування сигналів керування аналого-цифровим перетворювачем відповідно до часових діаграм його роботи;
- формування сигналів керування та запис значень інформаційних сигналів;
- розрахунок теплоти згоряння природного газу за одержаними вимірювальними даними відповідно до алгоритму розрахунку, що знаходиться в пам'яті мікроконтролера;
- виведення на дисплей 11 розрахункових значень;
- формування керуючих сигналів для електроклапанів.

Лістинг програми програмно-цифрового модуля 11, який управляє роботою установки та розраховує теплоту згорання природного газу подано в Додатку Д.

Результати обробки вимірювальної інформації відображаються на рідкокристалічному дисплеї 18, а введення команд на керування програмним цифровим модулем 11 здійснюється з клавіатури 19.

Живлення електронних вузлів та блоків приладу для експрес-контролю теплоти згорання природного газу організовано за схемою розділення потужних (силових) і малопотужних ліній навантаження. Основним елементом системи живлення приладу є силовий імпульсний блок живлення 20, який перетворює змінну напругу мережі 220 В у постійну напругу +12В. Силова лінія навантаження + 12 В використовується для живлення електромагнітних клапанів 14 та 15, які у ввімкненому стані споживають значні струми. Малопотужна лінія навантаження використовується для живлення всіх інших електронних блоків приладу. Для того, щоб різкі стрибки струмів при вмиканні і вимиканні електромагнітних клапанів не впливали на роботу електронних вузлів та блоків приладу для їх живлення використано два окремі перетворювачі постійної напруги (DC/DC – перетворювачі) 21 і 22. Перетворювач 21 здійснює перетворення напруги +12 В у напругу + 5 В, а перетворювач 22 – перетворює напругу +12 В у таку ж напругу + 12 В. Однак, при цьому досягається повна гальванічна розв'язка джерел живлення і усувається їхній вплив одне на одного.

Важливим є те, що в процесі визначення швидкості поширення ультразвукових коливань в газовій пробі під час роботи приладу враховується температура природного газу у вимірювальній камері [127], що дозволяє реалізувати оперативне визначення теплоти згорання даної проби на відміну від експериментальної установки де витримувався ізотермічний режим досліджень.

На основі вибраного методу, розробленого способу, структурної схеми приладу було виготовлено, проведено монтаж та налагоджено дослідний зрінець приладу для експрес-контролю теплоти згорання природного газу.

Зовнішній вигляд дослідного взірця приладу для експрес-контролю теплоти згорання природного газу, виконаної у пило-волого захисному корпусі з класом захисту IP67 і зручному для транспортування (габаритні розміри 50×40×19 см, вага приладу 15 кг), наведено на рисунку 4.10.

Зовнішній вигляд лицевої панелі приладу для експрес-контролю теплоти згорання природного газу наведено на рис. 4.11.

На лицевій панелі 1 (рис. 4.11) приладу розміщено індикатор значення напруги акумулятора 2 при живленні приладу від акумуляторної батареї; перемикач 3 на живлення приладу від акумуляторної батареї; рідкокристалічний дисплей 4 для відображення розрахованого значення теплоти згорання природного газу, швидкості ультразвуку в газі, температури і вологості проби газу; клавіатуру 5 для введення команд щодо роботи приладу (продувка, вимірювання, ввімкнення/вимкнення електромагнітних клапанів); вимикач напруги живлення з індикатором; гніздо 6 для під'єднання зовнішнього USB-накопичувача; штуцери 7 і 8 для введення та виведення контрольованої проби газу; кнопку ввімкнення приладу 9, індикатор наявності напруги живлення приладу 10, індикатор роботи приладу 11 та тримач запобіжника 12.

Зовнішня панель 1 приладу для експрес-контролю теплоти згорання природного газу виготовлена з пластику голубого кольору, на якій всі надписи для запобігання їх стирання з плином часу виконано за допомогою лазера.

Для підвищення механічної міцності приладу і підвищення надійності кріплення вузлів його керування та індикації під пластиковою фальшпанеллю розміщена внутрішня алюмінієва панель.

Усі внутрішні вузли та блоки приладу для експрес-контролю теплоти згорання природного газу з метою спрощення їх ремонту і обслуговування виконано як окремий вузол (блок контролю якості газу), який може вийматися з корпусу.



Рисунок 4.10 - Зовнішній вигляд приладу для експрес-контролю теплоти згорання природного газу

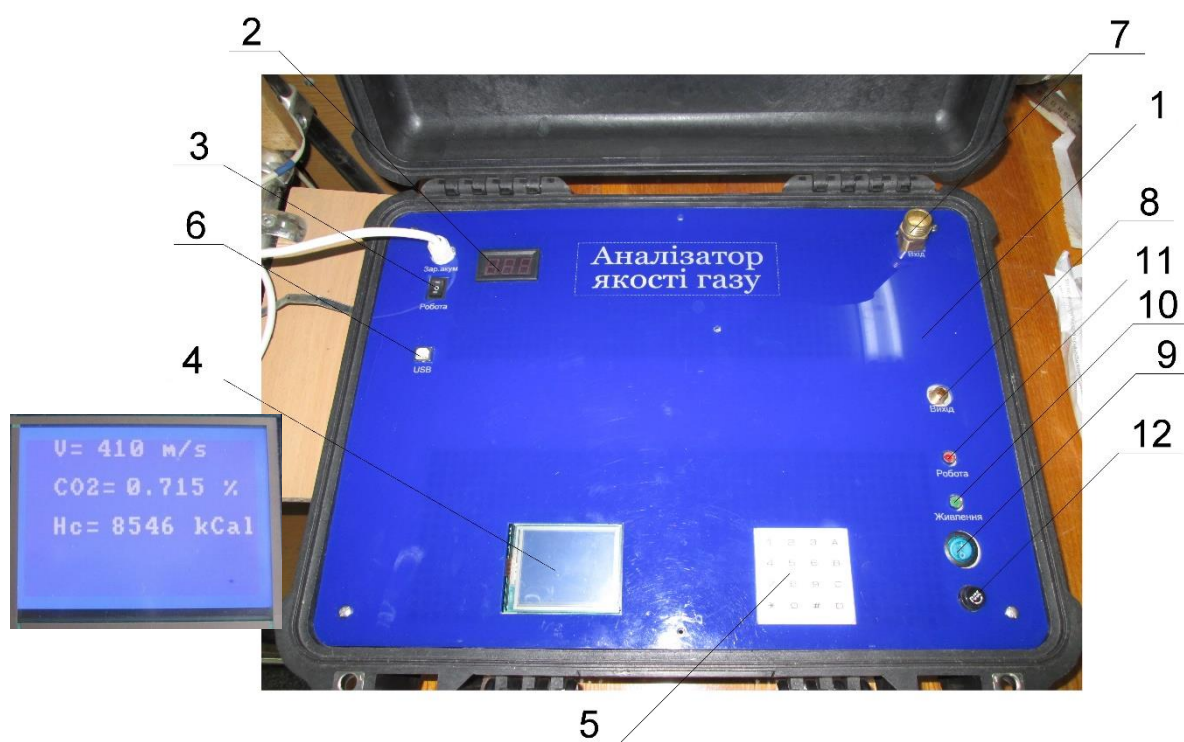


Рисунок 4.11 - Зовнішній вигляд лицевої панелі приладу для експрес-контролю теплоти згорання природного газу

Зовнішній вигляд розміщених у корпусі вузлів і блоків приладу для експрес-контролю теплоти згорання природного газу зі знятими зовнішньою та внутрішньою панелями зображено на рисунку 4.12.

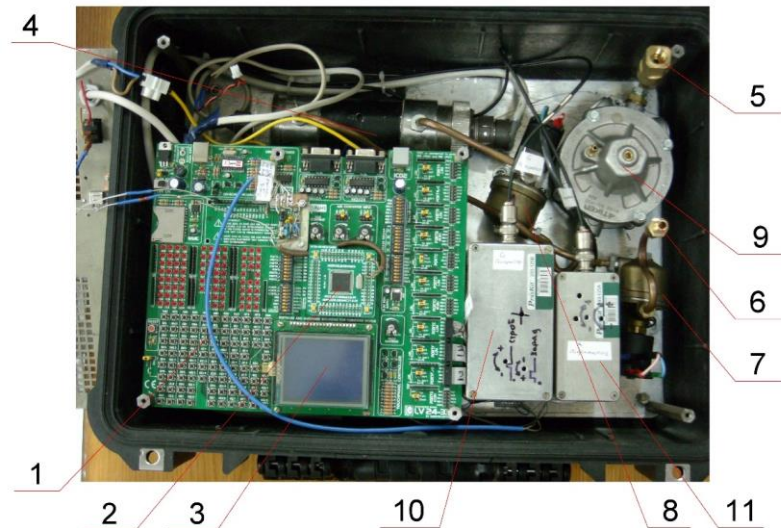
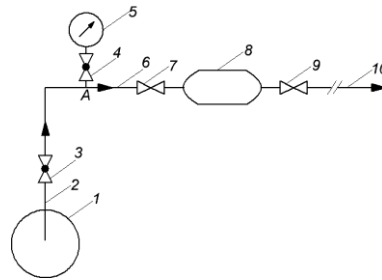


Рисунок 4.12 - Зовнішній вигляд блоків і вузлів приладу для експрес-контролю теплоти згорання природного газу

У корпусі розміщені: модуль керування 1, який містить програмно-цифровий модуль на мікроконтролері 2 і рідкокристалічний дисплей 3, а також модуль узгодження рівнів акустичного блоку та АЦП, об'єднані в єдину конструкцію; вимірювальну камеру 4; штуцери 5 для введення та 6 для виведення контрольованої проби газу; електромагнітні клапани 7 та 8 для запуску, продувки і втравлювання газу з вимірювальної камери; газовий редуктор 9; генератор 10 та підсилювач 11, розміщені в алюмінієвих герметичних корпусах. Крім того, під модулем керування розміщені блоки живлення, модуль нормалізованих підсилювачів та блок керування клапанами. Модуль керування приладу (програмний цифровий модуль) здійснює керування всіма вузлами та блоками приладу, проводить процес вимірювань і видає результати досліджень якості природного газу. Програмний цифровий модуль виконано на відлагоджувальній системі LV24 – 33A (виробництво Mouser Electronics, США), яка підтримує мікроконтролери сімейства PIC24 і dsPIC33. На мікроконтролері відлагоджувальної системи LV24 – 33A організовано штучну нейронну мережу, яка приймає дані від усіх датчиків і за відповідним алгоритмом обробляє їх, розраховуючи теплоту згорання природного газу.

4.5 Проведення експериментальних досліджень дослідного взірця приладу для експрес-контролю теплоти згорання природного газу

Для проведення порівняльних досліджень розробленого дослідного взірця приладу експрес-контролю теплоти згорання природного газу з результатними визначення фізико-хімічних показників природного газу хіміко-аналітичної лабораторії ПАТ «Івано-Франківськгаз» проведено відбори проб природного газу на ГРС і ГРП Івано-Франківської області. Відбір проб проводився відповідно до ДСТУ ISO 10715:2009 [71]. Проби природного газу відбирались методом заповнювання-пропускання. Схему розташування устаткування показано на рисунку 4.13.



1 - газопровід; 2 - пробовідбірний зонд; 3, 4 - кульовий вентиль; 5 - манометр;

6 - пробовідбірний рукав; 7 - вхідний вентиль пробовідбірника; 8 - балон пробовідбірника; 9 - вихідний вентиль пробовідбірника; 10 - відвідний рукав;

A - точка приєднання пробовідбірного рукава до місця відбору проби

Рисунок 4.13 - Схема відбирання проб природного газу методом заповнювання-пропускання

В якості пробовідбірних контейнерів використано пробовідбірники БМП2-с-(1,2)-1-20 і БМП2-с-(1,2)-4-20 об'ємом 1л і 4л відповідно. Пробовідбірники мають циліндричну форму, дві горловини забезпечені вентилями. Виготовляються двошаровими: герметична сталева оболонка і зовнішня силова оболонка з композиційного матеріалу. Розраховані на

застосування при температурі навколишнього середовища від мінус 50° до 60°С, відносної вологості до 100%. Робочий тиск пробовідбірника 20,6 МПа.

Процедура відбирання проб методом заповнювання-пропускання є наступною:

- встановлюють пробовідбірний зонд;
- приєднують зонд до пробовідбірної лінії;
- відкривають вентиль у точці відбирання проби і ретельно видують весь газ, що накопичився;
- приєднують один кінець контейнера для проб через систему відбирання до джерела газу;
- поволі продувають лінію і контейнер газом для витіснення повітря;
- закривають вентиль відвідної лінії. Тиск має швидко підвищитися до рівня, встановленого для вибраного контейнера;
- закривають вхідний вентиль і поволі скидають тиск у контейнері через клапан відвідної трубки доти, доки він не досягне атмосферного тиску;
- відкривають вхідний вентиль;
- щоб ефективно очистити контейнер від газу, що раніше був у ньому, повторюють дві попередні операції декілька разів, відповідно до кінцевого тиску в балоні:

Кінцевий тиск у балоні, МПа	Кількість циклів продування
Від 0,1 до 0,2	13
Від 0,2 до 0,4	08
Від 0,4 до 0,6	06
Від 0,6 до 1,0	05
Від 1,0 до 3,5	04
≥3,4	03

- спостерігають за появою слідів рідини на кінці відвідної трубки;
- після завершення останнього циклу спочатку перекривають вентиль відвідної трубки і після того, як тиск підвищиться до рівня, встановленого для вибраного контейнера, перекривають вентиль відбирання проби;

- записують тиск у контейнері;
- записують температуру джерела газу;
- перекривають вентиля на вході в контейнер і виході з нього;
- скидають тиск у пробовідбірній лінії;
- витягують контейнер для проби;
- перевіряють відсутність витоків, занурюючи вентиля у воду, якщо це можливо, або використовують розчин мийного засобу для виявлення витоків;
- закривають вентиля заглушками.

Проби природного газу відбиралися в однакові пробовідбірники (в одних точках відбору) для проведення порівняльних досліджень розробленого дослідного взірця приладу для експрес-контролю теплоти згорання природного газу з результатними визначення фізико-хімічних показників природного газу хіміко-аналітичної лабораторії ПАТ «Івано-Франківськгаз».

Визначення фізико-хімічних показників природного газу для відібраних проб проводились хіміко-аналітичною лабораторією ПАТ «Івано-Франківськгаз» з використанням хроматографічного обладнання (хроматографічний комплекс «Кристал 2000м») відповідно до МВУ 05-61-2005 [128].



Рисунок 4.14 - Хроматографічний комплекс «Кристал 2000м» хіміко-аналітичної лабораторії ПАТ «Івано-Франківськгаз»

Протоколи визначення фізико-хімічних показників природного газу для відібраних проб на базі хіміко-аналітичної лабораторії ПАТ «Івано-

Франківськгаз» наведені у додатку Е. Відповідно до МВУ 05-61-2005 точність визначення нижчої теплоти згорання складає 0,5%.

Для оцінки роботоздатності і точності дослідного взірця, корекції алгоритму роботи приладу для експрес-контролю теплоти згорання природного газу були проведені експериментальні дослідження для відібраних проб природного газу. Розроблений дослідний взірець приладу працює в напівавтоматичному режимі. Для проведення процедури визначення теплоти згорання природного газу пробовідбірники приєднуються за допомогою гнучкого газового шлангу до входу приладу. Після приєднання пробовідбірника до аналітичного входу приладу відкривається вентиль на пробовідбірнику для подачі газу, відповідно після цього прилад переводиться в режим продувки вимірювальної камери, з приладу газ виводиться через водяний затвор у систему вентиляції. Для продувки використовується 20 циклів заміщення об'єму вимірювальної камери природним газом з пробовідбірника. Після продувки відібрана з пробовідбірника проба природного газу витримується у вимірювальній камері після чого проводиться вимірювання вмісту вуглекислого газу і швидкості ультразвуку у відібраній пробі та визначення значення нижчої теплоти згорання природного газу. Отримані значення виводяться на графічний індикатор приладу і заносяться у відповідний протокол дослідження (додаток Ж). У ході експериментальних досліджень відібрано 6 проб природного газу з газорозподільних станцій та пунктів Івано-Франківська та області.

Проведено дев'ять експериментальних досліджень вимірювання нижчої теплоти згорання природного газу дослідним взірцем приладу для експрес-контролю теплоти згорання природного газу шести проб, відібраних ПАТ «Івано-Франківськгаз». Згідно протоколу №1 (Додаток Ж) перше експериментальне дослідження проведено 6 жовтня 2015 року. Використана проба №81, відібрана на ГРС «Угринів». Значення нижчої теплоти згорання природного газу проби отримане хроматографічним методом і складає 8146 ккал/м³. Під час дослідження проведено 7 вимірювань дослідним взірцем

приладу експрес-контролю теплоти згорання природного газу. Максимальне вимірне значення нижчої теплоти згорання природного газу становить 8182 ккал/м³, мінімальне - 8169 ккал/м³.

Згідно протоколу № 2 (Додаток Ж) друге експериментальне дослідження проведено 22 жовтня 2015 року. Використана проба №41, відібрана на ГРС «Угринів». Значення нижчої теплоти згорання природного газу проби отримане хроматографічним методом і складає 8271 ккал/м³. Під час дослідження проведено 13 вимірювань дослідним взірцем приладу експрес-контролю теплоти згорання природного газу. Максимальне вимірне значення нижчої теплоти згорання природного газу становить 8207 ккал/м³, мінімальне - 8186 ккал/м³.

Згідно протоколу № 3 (Додаток Ж) третє експериментальне дослідження проведено 22 жовтня 2015 року. Використана проба №41, відібрана на ГРС «Угринів». Значення нижчої теплоти згорання природного газу проби отримане хроматографічним методом і складає 8271 ккал/м³. Під час дослідження проведено 7 вимірювань дослідним взірцем приладу експрес-контролю теплоти згорання природного газу. Максимальне вимірне значення нижчої теплоти згорання природного газу становить 8202 ккал/м³, мінімальне - 8192 ккал/м³.

Згідно протоколу № 4 (Додаток Ж) четверте експериментальне дослідження проведено 6 листопада 2015 року. Використана проба №499, відібрана на ГРС «Стримба». Значення нижчої теплоти згорання природного газу проби отримане хроматографічним методом і складає 8577 ккал/м³. Під час дослідження проведено 7 вимірювань дослідним взірцем приладу експрес-контролю теплоти згорання природного газу. Максимальне вимірне значення нижчої теплоти згорання природного газу становить 8274 ккал/м³, мінімальне - 8510 ккал/м³.

Згідно протоколу № 5 (Додаток Ж) п'яте експериментальне дослідження проведено 16 листопада 2015 року. Використана проба №381, відібрана на ГРС «Угринів». Значення нижчої теплоти згорання природного газу проби отримане хроматографічним методом і складає 8546 ккал/м³. Під час дослідження

проведено 5 вимірювань дослідним взірцем приладу експрес-контролю теплоти згорання природного газу. Максимальне вимірне значення нижчої теплоти згорання природного газу становить 8522 ккал/м^3 , мінімальне - 8495 ккал/м^3 .

Згідно протоколу № 6 (Додаток Ж) шосте експериментальне дослідження проведено 17 листопада 2015 року. Використана проба №381, відібрана на ГРС «Угринів». Значення нижчої теплоти згорання природного газу проби отримане хроматографічним методом і складає 8546 ккал/м^3 . Під час дослідження проведено 7 вимірювань дослідним взірцем приладу експрес-контролю теплоти згорання природного газу. Максимальне вимірне значення нижчої теплоти згорання природного газу становить 8561 ккал/м^3 , мінімальне - 8485 ккал/м^3 .

Згідно протоколу № 7 (Додаток Ж) сьоме експериментальне дослідження проведено 16 листопада 2015 року. Використана проба №384, відібрана на ГРС ГРС «Стримба». Значення нижчої теплоти згорання природного газу проби отримане хроматографічним методом і складає 8520 ккал/м^3 . Під час дослідження проведено 5 вимірювань дослідним взірцем приладу експрес-контролю теплоти згорання природного газу. Максимальне вимірне значення нижчої теплоти згорання природного газу становить 8567 ккал/м^3 , мінімальне - 8555 ккал/м^3 .

Згідно протоколу № 8 (Додаток Ж) восьме експериментальне дослідження проведено 17 листопада 2015 року. Використана проба №384, відібрана на ГРС ГРС «Стримба». Значення нижчої теплоти згорання природного газу проби отримане хроматографічним методом і складає 8520 ккал/м^3 . Під час дослідження проведено 7 вимірювань дослідним взірцем приладу експрес-контролю теплоти згорання природного газу. Максимальне вимірне значення нижчої теплоти згорання природного газу становить 8570 ккал/м^3 , мінімальне - 8504 ккал/м^3 .

Згідно протоколу №9 (Додаток Ж) дев'яте експериментальне дослідження проведено 9 грудня 2015 року. Використана проба №498, відібрана на ГРС ГРС «Угринів». Значення нижчої теплоти згорання природного газу проби отримане хроматографічним методом і складає 8180 ккал/м^3 . Під час дослідження

проведено 7 вимірювань дослідним взірцем приладу експрес-контролю теплоти згорання природного газу. Максимальне вимірне значення нижчої теплоти згорання природного газу становить 8251 ккал/м^3 , мінімальне - 8212 ккал/м^3 .

Згідно з протоколами експериментальних досліджень (Додаток К), значення теплоти згорання природного газу, отримані хімічною лабораторією ПАТ «Івано-Франківськгаз», відповідають значенням, отриманими за допомогою штучної нейронної мережі (ШНМ) дослідного взірця приладу.

Для проведених експериментальних досліджень було визначено абсолютну похибку та похибку приведену до діапазону вимірювання приладу ($7500\text{-}9000 \text{ ккал/м}^3$). Результати обчислення похибок наведено у таблиці 4.3.

Таблиця 4.3 -Аналіз протоколів експериментальних досліджень дослідного взірця приладу

Протокол №	Значення нижчої теплоти згорання за результатами хроматографії, ккал/м^3	Усереднене значення нижчої теплоти згорання за результатами вимірювань за допомогою дослідного взірця приладу, ккал/м^3	Абсолютна похибка, ккал/м^3	Приведена до діапазону похибка, %
1	8146	8173	27	1,8
2	8271	8195	-76	5,0
3	8271	8196	-75	5,0
4	8577	8539	-38	2,5
5	8546	8509	-37	2,4
6	8546	8512	-34	2,3
7	8520	8560	40	2,6
8	8520	8535	15	1,0
9	8180	8236	56	3,7

Діапазон вимірювання приладу ($7600-9000$ ккал/м³) обраний з врахуванням підвищення калорійності газу, що видобувається на українських газових родовищах, що підтверджується інформацією, щодо якості газу, яку публікує ПАТ «Укртрансгаз» [129] (рис. 4.15).

Максимальна приведена до діапазону похибка визначення нижчої теплоти згоряння природного газу складає 5,0% (абсолютна похибка дорівнює 76 ккал/м³).

Отже, отримані результати моделювання розробленого методу на реальних значеннях показників газу (зі сертифікатів якості на природний газ), підтвердили результати кореляційного аналізу та моделювання ШНМ за довідковими значеннями. Це дало змогу стверджувати про адекватність запропонованого методу раніше встановленим вимогам. Тобто, теплоту згоряння природного газу з достатньою точністю (до 5 %) можна отримати шляхом визначення швидкості поширення звуку в природному газі та вмісту діоксиду вуглецю.

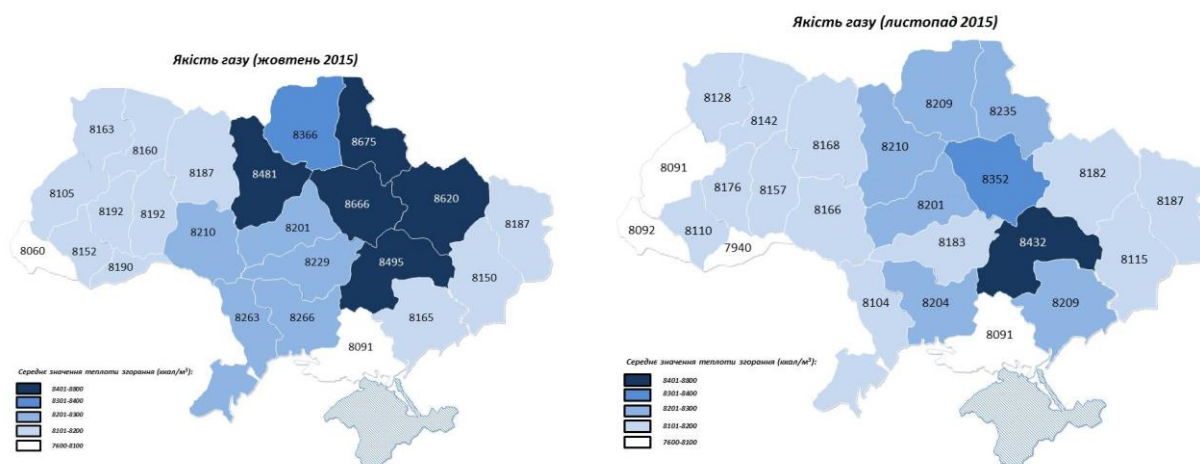


Рисунок 4.15 - Показники нижчої теплоти згоряння природного газу по областям, (опубліковано ПАТ «Укртрансгаз»)

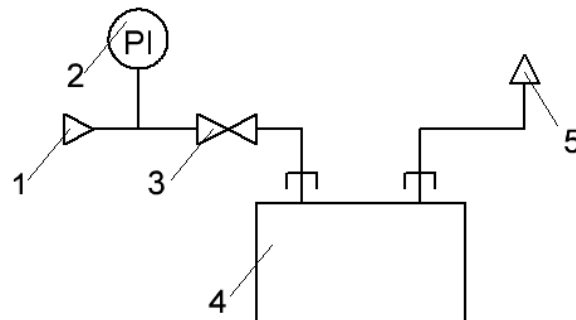
Перевагою розробленого приладу є швидкість проведення визначення теплоти згоряння природного газу. Час проведення аналізу однієї проби природного газу на сучасному хроматографі складає близько 20 хвилин, а за

допомогою дослідного взірця – до п'яти хвилин, що є суттєвою перевагою, тим більше, що даний прилад можна застосовувати в польових умовах безпосередньо в місці відбору газової проби.

4.6 Промислова апробація дослідного взірця приладу для експрес-контролю теплоти згорання природного газу

Промислова апробація проводилась на базі лабораторії перевірки промислових лічильників газу на природному газі ПАТ «Івано-Франківськгаз».

Дослідний взірець приладу для експрес-контролю теплоти згорання природного газу вмикався для випробувань в газову магістраль низького тиску згідно пневматичної схеми, яка наведена на рис. 4.16.



- 1 – газова магістраль низького тиску (вхід газу); 2 – контрольний манометр;
3 – запірний кран; 4 - дослідний взірець приладу для експрес-контролю теплоти згорання природного газу; 5 – дренаж природного газу.

Рисунок 4.16 - Пневматична схема підключення до газової магістралі дослідного взірця приладу для експрес-контролю теплоти згорання природного газу з метою проведення промислової апробації

Процес проведення промислової апробації проходив наступним чином. За допомогою гнучкого газового шлангу згідно пневматичної схеми, яка наведена на рис 4.16, дослідний взірець приладу для експрес-контролю теплоти згорання природного газу приєднувався до газової магістралі низького тиску. Дренаж природного газу здійснювався за допомогою гнучкого шлангу через гідрозатвор в атмосферу поза приміщенням лабораторного комплексу ПАТ «Івано-Франківськгаз». Протягом 10хв. здійснювався прогрів приладу, після цього

викривався запірний кран на газовій магістралі і здійснювалася подача природного газу на вхід приладу. В свою чергу прилад переводився в режим продувки, який тривав 10хв. для витіснення слідів повітря і попередніх газових проб з аналітичної камери приладу. Процес продувки контролювався візуально – шляхом спостереження пробулькування природного газу через гідрозатвор.

В підключенні дослідний взірець приладу працював в режимі потокового забирання проби з газової магістралі. Час витримки проби природного газу в аналітичній камері приладу складав 5хв. після чого проводились визначення нижчої теплоти згорання природного газу, швидкості поширення ультразвукових коливань і температури природного газу в аналітичній камері приладу, отримані значення заносились в протокол (додаток К). Після цього знову здійснювалась продувка аналітичної камери протягом 20хв. і повторювався цикл вимірювання. Всього було здійснено 2 серії з 7-ми вимірювань протягом кожного дня (25.07.2016 р. і 01.08.2016 р.).

Паралельно на найближчій до лабораторії перевірці промислових лічильників газу на природному газі газорозподільній станції проводився відбір проби газу. Відбір проб проводився відповідно до ДСТУ ISO 10715:2009. Проби природного газу відбирались методом заповнювання-пропускання. Визначення фізико-хімічних показників природного газу для відібраних проб проводились хіміко-аналітичною лабораторією ПАТ «Івано-Франківськгаз» з використанням хроматографічного обладнання (хроматографічний комплекс «Кристал 2000м», відповідно до МВУ 05-61-2005. Результати проведеного хроматографічного аналізу проб природного газу згідно ГОСТ 5542-87, у вигляді протоколів, наведено також у додатку Л.

Проведено дві промислові апробації дослідного взірця приладу для експрес-контролю теплоти згорання природного газу для двох проб, відібраних ПАТ «Івано-Франківськгаз». Згідно протоколу №1 (Додаток К) перша промислова апробація проведена 25 липня 2016 року. Використана проба №1, відібрана на ГРС «Угринів». Значення нижчої теплоти згорання природного газу проби отримане хроматографічним методом і складає

8598 ккал/м³. Під час дослідження проведено 7 вимірювань дослідним взірцем приладу експрес-контролю теплоти згорання природного газу. Максимальне вимірне значення нижчої теплоти згорання природного газу становить 8561 ккал/м³, мінімальне - 8541 ккал/м³.

Згідно протоколу № 2 (Додаток К) друга промислова апробація проведена 01 серпня 2016 року. Використана проба №2, відібрана на ГРС «Утринів». Значення нижчої теплоти згорання природного газу проби отримане хроматографічним методом і складає 8566 ккал/м³. Під час дослідження проведено 7 вимірювань дослідним взірцем приладу експрес-контролю теплоти згорання природного газу. Максимальне вимірне значення нижчої теплоти згорання природного газу становить 8609 ккал/м³, мінімальне - 8583 ккал/м³.

Відповідно до протоколів промислової апробації дослідного взірця приладу для експрес-контролю теплоти згорання природного газу максимальне відхилення значень питомої теплоти згорання природного газу склало 54 ккал/м³ (25.07.2016 р.) і 43 ккал/м³ (01.08.2016 р.) відповідно (додаток К).

Відповідно за результатами промислової апробації похибка приведена до діапазону вимірювання складе відповідно 3,6% (для відхилення 54 ккал/м³) і 2,8% (для відхилення 43 ккал/м³).

Також була проведена оцінка технічної відповідності приладу для визначення теплоти згорання природного газу «GAS – Ні – Q» на базі хімлабораторії ПАТ «Івано-Франківськгаз», в результаті якої проведено опосередковане визначення нижньої теплоти згорання природного газу на основі комплексного використання результатів вимірювання швидкості поширення ультразвукових коливань і концентрації діоксиду вуглецю у відібраній пробі природного газу за допомогою алгоритмів штучних нейронних мереж, які реалізовані програмно в приладі. Умови проведення випробувань:

- механічні умови M1;
- електромагнітні умови E2;
- тиск природного газу не більше 1,6 МПа;

- температура навколишнього середовища в межах 15 °С – 35 °С;
- атмосферний тиск від 84 до 106,7 кПа;
- відносна вологість повітря не перевищує 80 %.

В результаті випробувань було встановлено, що границя невизначеності складає 0,5 МДж/м³ (приблизно 1,0 %), що цілком задовільняє вимогам діючих нормативів на виконання даних вимірювань (Додаток Л).

Результати експрес-контролю теплоти згоряння природного газу можуть бути використані з метою попереднього оцінювання якості природного газу у польових та виробничих умовах. У випадку виявлення значних відхилів значення теплоти згоряння від базових (нормативних) доцільно провести хроматографічний аналіз відібраних проб газу.

Розроблений дослідний взірець установки експрес-контролю теплоти згоряння природного газу може бути використаний для:

- визначення енергії природного газу відповідно до вимог ДСТУ ISO 15112;
- розроблення нової цінової політики стосовно постачальників і споживачів природного газу, яка б враховувала не тільки об'єм, але й якість природного газу;
- визначення теплоти згоряння природного газу за допомогою запропонованого методу, який є оперативнішим, дешевшим та достовірнішим у порівнянні з хроматографічним методом;
- проведення вимірювання теплоти згоряння природного газу без небажаного спалювання газу, що в свою чергу потребує додаткового підведення води та повітря, а також дотримання специфічних заходів безпеки.
- коригування вартості спожитого природного газу, тобто більш точнішого розрахунку за спожитий газ з урахуванням його теплоти згоряння;
- оптимізування режимів роботи технологічного устаткування, що використовує природний газ як паливо;
- забезпечення простежуваності якісних показників транспортованого та спожитого природного газу, вимірювання їх в режимі реального часу.

Висновки до розділу 4

1. Доведено результатами аналітичних і експериментальних досліджень, що основним вимірюваним параметром для посереднього методу визначення теплотворної здатності природного газу як суміші різних вуглеводневих інгредієнтів може служити швидкість розповсюдження звукових хвиль в газовому потоці, встановлено її залежність від параметрів газового потоку, обґрунтовано вибір основних характеристик вимірювальної системи.

2. Розроблені вимоги до установки лягли в основу при розробці структурної схеми та алгоритму її роботи, визначено і детально описано функціональні блоки структурної схеми, процес та послідовність їх роботи, основні вимоги до їх реалізації та живлення;

3. Розроблено програмний алгоритм роботи пристрою експрес-контролю якості газу, що включає методику визначення швидкості проходження ультразвуку в колбі з природним газом;

4. Розроблено вимоги до конструкції вимірювальної камери установки та конструкції і розташування ультразвукових перетворювачів для вимірювання швидкості поширення ультразвукових коливань в природному газу в врахуванням особливостей поширення ультразвукових коливань в природному газі.

5. Розроблено і виготовлено дослідний взірець прилад для експрес-контролю теплоти згорання природного газу, придатний для вимірювань безпосередньо в точці відбору газової проби так і проведення поточкових вимірювань на газовій магістралі низького тиску, тривалість виконання вимірювання складає не більше 5 хв, що є цілком достатнім для практики;

6. Максимальне виявлене відхилення між отриманими значеннями нижчої теплоти згорання природного газу за допомогою приладу і значеннями, що визначені в результаті відбору проби і подальшого хроматографічного аналізу природного газу складає 76 ккал/м^3 . Дане значення є допустимим і попадає в область невизначеності $\pm 115 \text{ ккал/м}^3$ згідно з ДСТУ ISO 15971:2014, і відповідає засобам вимірювальної техніки 3-го класу, що дозволяє

використовувати розроблений ЗВТ для задачі експрес-контролю теплоти згорання природного газу.

Результати експериментальних досліджень даного розділу наведені в таких публікаціях:

4. Височанський І. І., Яворський А. В., Карпаш М. О., Карпаш О. М. Технічна реалізація удосконалення технологій експрес-контролю теплоти згорання природного газу. Нафтогазова енергетика. 2017. №27(1). С. 70-78. **(фахове видання України)**

ОСНОВНІ РЕЗУЛЬТАТИ І ПІДСУМКОВІ ВИСНОВКИ

На основі проведених досліджень вирішенню важливу науково-прикладну задачу, яка полягає у встановленні закономірностей енерговитрат на транспортування природного газу з урахуванням його фізичних властивостей, зокрема, теплотворної здатності, і має за мету безперебійне забезпечення споживача енергоносієм, що дозволяє удосконалити систему обслуговування газопроводів газових мереж середнього та низького тисків. В результаті проведених теоретичних та експериментальних досліджень одержані такі основні результати:

1. На основі проведених аналітичних досліджень показано, що основним критерієм якості природного газу являється його нижча теплотворна здатність, яка є функцією компонентного складу, вологості, наявності негорючих інгредієнтів; для оцінки якості природних вуглеводневих енергоносіїв у кожному конкретному випадку необхідно проводити перерахунок нижчої теплотворної здатності на основі запропонованих моделей.
2. Теоретичні дослідження методів обслуговування газових мереж дозволили встановити, що для забезпечення розрахункової пропускної здатності газопроводу, при його реконструкції шляхом протягування поліетиленових труб, необхідно здійснювати зміну робочого тиску з низького на середній для забезпечення споживачів енергоносієм з урахуванням флуктуації його теплотворної здатності; отримано залежність між питомою теплотою згорання природного газу та тиском в кінцевих споживачах газових мереж, що є підставою для врахування калорійності газу при проведенні гідравлічних розрахунків мережі.
3. Доведено результатами аналітичних і експериментальних досліджень, що основним вимірюваним параметром для посереднього методу визначення теплотворної здатності природного газу як суміші різних вуглеводневих інгредієнтів може служити швидкість розповсюдження

звукових хвиль в газовому потоці, одержано залежність теплотворної здатності газу від швидкості звукових коливань, встановлено її залежності від параметрів газового потоку, обґрунтовано вибір основних характеристик вимірювальної системи.

4. На основі результатів проведених аналітичних та експериментальних досліджень розроблено систему та сконструйовано і виготовлено прилад для контролю теплотворної здатності природного газу в потоковому режимі та проведено його промислові випробування, результати яких показали високу ефективність і достовірність метод, оскільки відносна похибка в порівнянні з хроматографічним методом не перевищує 1 %.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Ковалко М. П., Грудз В. Я., Михалків В. Б. та інші. Трубопровідний транспорт газу. Агенство з раціонального використання енергії та екології. Київ, 2002. – 600 с.
2. Технічний паспорт ПАТ «Укртрансгаз» станом на 01.01.2016р. – К.: ПАТ «Укртрансгаз», 2016. 116 с.
3. Берлінг О. Ю., Мальований М. вС. Екологічні аспекти функціонування газотранспортної системи в межах використання її енергетичного потенціалу [Електронний ресурс]. Національний університет “Львівська політехніка”, кафедра екології та охорони навколишнього середовища. 2011.
URL:http://ena.lp.edu.ua/bitstream/ntb/12354/1/015_Ekolog%D1%96chn%D1%96%20aspekti%20funkc%D1%96_73_78_712.pdf.
4. Пасічник А. М., Кравчук С. С. Перспективи розбудови нафтотранспортного коридору Європа – Азія – Близький Схід [Текст]. Вісник АМСУ. 2007. №1 (33). С. 67–70.
5. Шимко Р. Я. Методи розрахунку процесів формування і експлуатації підземних сховищ газу України. ІваноФранківськ, 2003.
6. Чернова, О. Т. Газотранспортна система України: модернізація та переоснащення. Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу. 2015. № 1(38). С. 77-82.
7. Гончарук М.І., Середюк М.Д., Шелудченко В.І. Довідник з газопостачання населених пунктів України. Івано-Франківськ: Сімик, 2006. 1314 с.
8. Brundtland H. Our Common Future. Oxford University Press for World Commission on Environment and Development. Oxford, 1987. 400 p.
9. Закон України «Про Основні засади державної екологічної політики України на період до 2020 року» від 21 грудня 2010 р. №2818-VI. Електронний ресурс]. URL: <http://zakon1.rada.gov.ua/>.

10. Національна парадигма сталого розвитку України. За заг. ред. академіка НАН України, д. т. н., проф., засл. діяча науки і техніки України Б. Є. Патона.

11. Закон України «Про забезпечення комерційного обліку природного газу» від 16 червня 2011 р. № 3533-VI.

12. Директива Європейського парламенту та ради 2009/73/ЄС від 13 липня 2009 року про спільні правила внутрішнього ринку природного газу та про скасування Директиви 2003/55/ЄС. Офіційний вісник європейського союзу. 2009. С. 138.

13. Усольцев М.Е., Коршак А. А. Винос скопленій жидкості из магістральних газопроводов. Горний інформаційно-аналітичний бюллетень. 2011. №12 - С. 322-325.

14. Банахевич Р.Ю., Крупка В. О., Лук'яненко В. П. Фактори та причини виникнення гідратних утворень в порожнинах труб при магістральному транспорті газу. Теорія і практика будівництва. 2011. №8. С. 3-6.

15. Банахевич Р.Ю. Чинники та причини виникнення гідратних утворень в порожнинах труб транспорту газу. Матеріали Міжнародної науково-технічної конференції «Нафтогазова енергетика - 2011»: Анотації (10-14 жовтня 2011 р., м.Івано-Франківськ). Івано-Франківськ, 2011. С. 89.

16. Кутузов С.Е. Проблема построения технологической модели нефтепровода. Водные охоплення. Нефтегазовое дело. 2004. №7. С. 34 - 38.

17. NATURAL GAS QUALITY WORKSHOP. Session 2. Effects of Poor Gas Quality and Causes of Sample Distortion. An SGAnetwork Web Conference (May 25, 2010).

18. Дудик С.М., Земенков Ю.Д. Математическое и нормативное обеспечение мониторинга гидродинамических характеристик углеводородных сред в трубопроводах. Нефтегазовое дело. 2007. №12. С. 22 - 26.

19. Карпаш О. М., Москвіч В. М., Василюк В. М., Яворський А. В. Забезпечення технологічної безпеки підводних переходів магістральних нафтопроводів. Нафтогазова енергетика. 2007. №1. С. 34-39.

20. Коршак А. А., Нечваль А. М. Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов. СПб. Недр. 2008. 488 с.

21. Банахевич Р. Ю., Крупка В. О., Марчук О. М. Досвід діагностичного обстеження вантового переходу МГ Івацевичі-Долина II н. через ріку Дністер. Теорія і практика будівництва. 2011. №7. С. 24-27.

22. Uhlig's Corrosion Handbook 3rd edition. Electrochemical Society Series, John Wiley & Sons Ltd. 2011. Pp. 210-212.

23. Карпаш О. М., Слободян В. І., Яворський А. В., Рибіцький І. В. Система для оцінки рівня рідини в діючих газопроводах. Нафтова і газова промисловість. 2009. №5-6. С. 41-43.

24. ДК "Газ України" проводить міжнародний семінар щодо запровадження поліетиленових матеріалів у газових мережах України [Електронний ресурс]. – 2003. – Режим доступу до ресурсу: <http://www.naftogaz.com/www/3/nakweb.nsf/0/581A712FF6110333C225710A00471CE4?OpenDocument&year=2003&month=04&nt=%D0%9D%D0%BE%D0%B2%D0%B8%D0%BD%D0%B8&>.

25. ГОСТ 5542-2014 Газы горючие природные промышленного и коммунально-бытового назначения. Технические условия.

26. Кодекс газотранспортної системи. Затверджено постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг 30.09.2015 №2493. [Електронний ресурс]. URL: <http://www.nerc.gov.ua/index.php?id=18007>.

27. Осієвський В. О. План заходів із запровадження в Україні обліку природного газу в одиницях енергії [Електронний ресурс]. Круглий стіл в рамках XIV-го Міжнародного форуму «Паливно-енергетичний комплекс України: сьогодні та майбутнє» на тему «Запровадження в Україні обліку природного газу в одиницях енергії». 2016. [Електронний ресурс]. URL: <http://www.naftogaz.com/files/Information/Kruglyi-stil-energy-Osievskyi-text.pdf>.

28. ДСТУ ISO15112:2009 Природний газ. Визначення енергії.

29. Гордієнко А. І., Богомолець І. Г., Чуб М. В. До питання переходу на облік природного газу як енергоносія. Нафтова і газова промисловість. 2001. №3. С. 42-43.

30. URL: <http://www.mpe.kmu.gov.ua/minugol/control/uk/.../article?art>.

31. ГОСТ 5542-87. Газы горючие для промышленного и коммунально-бытового назначения. Технические условия.

32. Лур'є А. І., Кудінов Л. П., Іванов А. Г., Козій В. М., Хвостова О. В. Дослідження метрологічних характеристик вологомірів природного газу різних типів в умовах експлуатації на об'єктах ДК "Укртрансгаз". Збірник наукових праць УкрНДІгаз. 2006. Вип. 34. С. 187–195.

33. Дэйвисон М. Многомерное шкалирование: Методы наглядного представления данных. Пер. с англ. В.С. Каменского. Финансы и статистика. Москва, 1988. 254 с.

34. ДСТУ 2925-94. Якість продукції. Оцінювання якості. Терміни та визначення.

35. Стадник Б., Мотало А., Мотало В., Петровська І. Теоретичні та практичні задачі кваліметрії природного газу. Метрологія та вимірювальна техніка. 2005. Вип. 65. С. 81–86.

36. Стадник Б., Мотало В., Мотало А. Методологія побудови системи оцінювання відповідності природного газу. Стандартизація, сертифікація, якість. 2008. №2. С. 51–59.

37. Куць В. Р., Столярчук П. Г. Визначення коефіцієнтів важливості при комплексній оцінці якості за номінальними і гранично допустимими значеннями показників. Вісник НУ "Львівська політехніка". 2001. №420. С. 72–77.

38. ГОСТ 30319.0-96. Газ природный горючий. Методы расчета физических свойств. Общие положения.

39. Комплексне оцінювання якості природного газу як енергоносія [Електронний ресурс]. – 2008. – Режим доступу до ресурсу: <http://ena.lp.edu.ua/bitstream/ntb/440/1/22.pdf>.

40. ГОСТ 17310-86. Газы. Пикнометрический метод определения плотности.

41. Мотало А. Оцінювання якості природного газу за його теплотворною здатністю. Метрологія та вимірювальна техніка. 2007. Вип. 67. С. 92–100.

42. ТУ У 320.001.58764.007-95. Газы горючі природні, що подаються в магістральні газопроводи. Технічні умови.

43. ГОСТ 20060-83. Газы горючие природные. Методы определения содержания водяных паров и точки росы влаги.

44. Мотало А., Мотало В. Методи і засоби гігromетрії природного газу. Метрологія та вимірювальна техніка. 2006. – Вип. 66. – С. 310–219.

45. Козій В. М., Лур'є А. І., Рубанова І. А. Якість газу родовищ України. Питання розвитку газової промисловості України. Збірник наукових праць УкрНДІгаз. Вип. 28. 2000. С. 66-68.

46. Кудінов Л. П., Лур'є А. І. До питання вимірювання густини природного газу об'ємно-гравіметричним методом. Збірник наукових праць УкрНДІгаз. 2004. Вип. 32. С. 220–224.

47. ГОСТ 23781-87. Газы горючие природные. Хроматографический метод определения компонентного состава.

48. ДСТУ ISO 15971:2014. Природний газ. Вимірювання властивостей. Теплоота згоряння та число Воббе.

49. Яворський А. В., Ващишак І. Р., Височанський І. І., Карпаш М. О. Огляд сучасного стану технологій та розробок для експрес-контролю теплоти згорання природного газу. Методи та прилади контролю якості. 2016. № 37(2). С. 51-66.

50. ГОСТ 10062-75. Газы природные горючие. Метод определения удельной теплоты сгорания.

51. ГОСТ 27193-86. Газы горючие природные. Метод определения теплоты сгорания водяным калориметром.

52. ГОСТ Р 8.577-2000. Теплоота об'ємная (енергия) сгорания природного газа.

53. The combustion calorimeters of the CWD2005xxx device series (Calorimetry, Wobbe-Index and Specific Density). [Електронний ресурс]. URL: <https://www.union-instruments.com/en/products/calorimeter-cwd/cwd2005>.

54. General Information Wobbe Index and Calorimeters. [Електронний ресурс]. URL: https://www.hobre.com/files/products/Wobbe_Index_General_Information_rev.1.pdf.

55. Gas Calorimeter. Model CM6G. User's Manual. [Електронний ресурс]. URL: https://web-material3.yokogawa.com/IM11R02A01-02E_050.pdf?_ga=2.108936450.1016170447.1515781084-882503239.1515781084.

56. Метрологічне забезпечення хроматографа контролю складу природного газу / З. М. Теплюк, І. В. Ділай // Методи та прилади контролю якості. - 2001. - № 7. - С. 142-146.

57. ГОСТ 22667-82. Газы горючие природные. Расчетный метод определения теплоты сгорания, относительной плотности и числа Воббе.

58. ДСТУ ISO 6974-1:2007 Природний газ. Визначення складу із заданою невизначеністю методом газової хроматографії. Частина 1. Настанови щодо спеціалізованого аналізування.

59. ДСТУ ISO 6974-2:2007 Природний газ. Визначення складу із заданою невизначеністю методом газової хроматографії. Частина 2. Характеристики вимірювальної системи і статистичне оброблення даних.

60. ДСТУ ISO 6974-3:2007 Природний газ. Визначення складу із заданою невизначеністю методом газової хроматографії. Частина 3. Визначення водню, гелію, кисню, азоту, вуглекислого газу і вуглеводнів до C8 із використанням двох насадкових колонок.

61. ДСТУ ISO 6974-4:2007 Природний газ. Визначення складу із заданою невизначеністю методом газової хроматографії. Частина 4. Визначення азоту, вуглекислого газу і вуглеводнів від C1 до C5 та C6+ для лабораторного і потокового процесу із використанням двох колонок.

62. ДСТУ ISO 6974-5:2007 Природний газ. Визначення складу із заданою невизначеністю методом газової хроматографії. Частина 5. Визначення азоту,

вуглекислого газу і вуглеводнів від C1 до C5 та C6+ для лабораторного і потокового процесу із використанням трьох колонок.

63. ДСТУ ISO 6974-6:2007 Природний газ. Визначення складу із заданою невизначеністю методом газової хроматографії. Частина 6. Визначення водню, гелію, азоту, вуглекислого газу і вуглеводнів від C1 до C8 із використанням трьох капілярних колонок.

64. ДСТУ ISO 6976 Природний газ. Обчислення теплоти згоряння, відносної густини і числа Воббе на основі компонентного складу.

65. Енергія природного газу - фізико-хімічні показники. НАК «Нафтогаз України». [Електронний ресурс]. URL: <http://www.naftogaz.com/www/3/nakweb.nsf/0/5D4AEE4281E6DE24C2257F5000437426?OpenDocument&Expand=5.2&>.

66. Газовый хроматограф «Кристалл 2000м». [Електронний ресурс]. URL: <http://www.chromatec.ru/products/main/gc/C2000m/>.

67. Agilent 6890 Series Gas Chromatograph. [Електронний ресурс]. URL: <https://www.agilent.com/cs/library/usermanuals/public/G1530-90010.pdf>.

68. Корнеев С. В., Тищенко Ю. В., Слипушенко В. П., Чуб М. В. Методика выполнения измерений компонентного состава и физико-химических показателей природного газа по результатам хроматографического анализа. Збірник матеріалів доповідей VIII Міжнародної науково-технічна конференції «Метрологія та вимірювальна техніка» «Метрологія-2012» 9-11 жовтня 2012р. Національний науковий центр «Інститут метрології». Харків, 2012. С. 300-303.

69. МВУ 045/05-2011 «Природный газ. Методика выполнения измерений компонентного состава из застосуванням хроматографів «Кристалл» та обчислення густини, теплоти згоряння та числа Воббе».

70. МВУ 06-63:2011 «Природный газ. Методика выполнения измерений теплоти згоряння, густини та числа Воббе за результатами хроматографічного аналізу на хроматографах типу «HP/AC 6890».

71. ДСТУ ISO 10715:2009. Природний газ. Настанови щодо відбирання проб.

72. Кодекс газорозподільних систем. Затверджений постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг №1418 від 11.08.2016. [Електронний ресурс]. URL: <http://zakon2.rada.gov.ua/laws/show/z1379-15>.

73. ДСТУ OIML R 140:2014 Вимірювальні системи для газоподібного палива (OIML R 140, edition 2007, IDT).

74. P. Schley, M. Jaeschke, K. Altfeld. New technologies for gas quality determination, in: Proceedings of the 22nd World Gas Conference. Tokyo. 2003. pp. 1–12.

75. Jaeschke M., Schley P., R. Janssen–van Rosmalen. Thermodynamic research improves energy measurement in natural gas. International journal of thermophysics 23.4. 2002. P.p. 1013-1031.

76. Ulbig P., Hoburg D. Determination of the calorific value of natural gas by different methods. Thermochim Acta. 2002. P.p. 27–35.

77. Florisson O., Burrie P. Rapid determination of the Wobbe index of natural gas. J Phys Eng: Sci Instrum. 1989. P.p. 8-22.

78. Luepow R. M, Phillips S. Acoustic sensor for determining combustion properties of natural gas. Meas Sci Technol. 1994. P.p. 81.

79. Thurston R. R, Hammond P. S, Price B. L. Measuring volume and calorific value to determine an energy value of supplied gas. UK Patent Application GB 2340945. 1999.

80. Bonne U. On-line combustionless measurement of gaseous fuels fed to gas consumption devices. US Patent NO. 5311447. May. 1994.

81. Jaeschke M. Thermodynamic research improves energy measurement of natural gas. Thermochim Acta. 2002. P.p. 37–45.

82. Schley P., Kastner J., Wiegler G. Gas-lab Q1: a new measuring instrument for the determination of gas property parameters. Gas und Wasserfach Gas Erdgas. 2003. P.p. 42.

83. Pannemann H.J., Koreman C.W., Kroon A., Horstink H., Jaeschke M., Schouten J.A., et al. A fast energy measurement system suitable for process control

and off-shore metering application. In: Proceedings of 2001 International Gas Research Conference. Amsterdam. The Netherlands, 2001. P.p. 5–8.

84. Loubar, Khaled, et al. A combustionless determination method for combustion properties of natural gases. *Fuel* 86.16. 2007. P.p. 2535-2544.

85. Le Corre, Olivier, and Khaled Loubar. Natural gas: physical properties and combustion features. *Natural Gas*. InTech, 2010. [Електронний ресурс]. URL: <https://www.intechopen.com/download/pdf/11458>.

86. Elster GasLab Q2. Real-time Natural Gas Analyzer. [Електронний ресурс]. URL: <https://www.honeywellprocess.com/library/marketing/tech-specs/Elster-GasLabQ2-Datasheet.pdf>.

87. GasLab Q2: fast and accurate gas quality analysis. The new art of gas analysis. [Електронний ресурс]. URL: www.elster-instromet.com/assets/downloads/Profiles-Journale/Profiles_2015_03.pdf.

88. The GasLab Q2 Gas Quality Analyzer. Ready, Set, Go! [Електронний ресурс]. URL: <https://www.honeywellprocess.com/library/marketing/newsletters/Profiles-CustomerMag-Vol%202-2017.pdf>.

89. Karpash O., Darvay I., Karpash M. New approach to natural gas quality determination. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. Vol. 71. Issues 3-4. April 2010. P.p. 133-137.

90. Rybitskyi I., Karpash O., Darvay I., Karpash M. New low-cost method for determination of heating value of natural gas. *Wiertnictwo. Nafta. Gaz*. Vol. 28, Issue 1-2. Krakow. 2011. P.p. 333-338.

91. Koturbash T. Karpash M., Darvai I., Rybitskyi I., Kutcherov V. Development of new instant technology of natural gas quality determination. *Proceedings of the ASME 2013 Power Conference*. Boston MA. USA. July 29-August 1. 2013. Power 2013-98089.

92. Карпаш О. М., Дарвай І. Я. Обґрунтування зменшення кількості інформативних параметрів для визначення теплоти згоряння природного газу. *Нафтогазова енергетика*. 2010. № 1(12). С. 85-89.

93. Петришин І., Соколовський В., Петришин Н., Дарвай І. Аналіз показників якості природного газу, які впливають на процес горіння. Стандартизація, сертифікація, якість. 2012. №3 (76). С. 51-57.

94. Карпаш О.М., Дарвай І.Я., Карпаш М.О., Яворський А.В., Рибіцький І.В. (Україна). Патент на винахід UA 92846. Спосіб експрес-визначення теплоти згоряння природного газу. Опубл. 10.12.2010. Бюл.№ 23. 2010р.

95. ДБН В.2.5-41:2009. Частина І. Проектування. Частина ІІ. Будівництво. Газопроводи з поліетиленових труб. Інженерне обладнання будинків і споруд. Зовнішні мережі та споруди. Мінрегіонбуд України. Київ, 2010. 149 с.

96. Ксенич А. І., Середюк М. Д., Височанський І. І. Розробка рекомендацій щодо реконструкції сталевих газових мереж шляхом протягування в них поліетиленових труб. Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу. 2012. №1. С. 114-123.

97. ДБН В.2.5-20:2001. Газопостачання. Інженерне обладнання будинків і споруд. Зовнішні мережі та споруди. Київ, 2001. – 286 с.

98. Ксенич А. І., Середюк М. Д. Результати експериментальних досліджень гідравлічної енерговитратності поліетиленових газопроводів низького тиску. Нафтогазова енергетика. 2011. №2 (15). С. 57-60.

99. Ксенич А. І., Середюк М. Д. Урахування впливу профілю траси на результати гідравлічних розрахунків газових мереж населених пунктів. Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. 2010. №1(34). С. 138–143.

100. Середюк М. Д., Ксенич А. І. Використання барометричної формули для врахування впливу профілю траси на результати гідравлічного розрахунку газових мереж. Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу. 2010. № 3(25). С. 97–101.

101. Ксенич А. І. Методика гідравлічного розрахунку кільцевих газових мереж низького тиску із зосередженим відбором газу / А. І. Ксенич, М. Д. Середюк, І. І. Височанський // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. - 2015. - № 1. - С. 97-104. - Режим доступу: http://nbuv.gov.ua/UJRN/rngr_2015_1_13.

102. Ксенич А. І. Метод уточнення технологічних параметрів розподілу газу в газових мережах населених пунктів. Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу. 2014. № 1. С. 131-139.

103. BRKIĆ, Dejan. An improvement of Hardy Cross method applied on looped spatial natural gas distribution networks. Applied energy. 2009. 86.7. p.p. 1290-1300.

104. Shamir U., Howard CDD. Water distribution systems analysis. Hydraul Div Am Soc Civ Eng 1968;94. P.p. 219–34.

105. BRKIĆ, Dejan. Iterative methods for looped network pipeline calculation. Water resources management. 2011. 25.12: 2951-2987.

106. Ксенич А. І., Середюк М. Д., Височанський І. І. Особливості гідравлічного розрахунку поліетиленових газових мереж із урахуванням їх енерговитратності. Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. 2012. №1. С. 189-196.

107. Середюк М. Д., Малик В. Я., Болонний В. Т. Проектування та експлуатація систем газопостачання населених пунктів. Івано-Франківськ, 2003. с. 37.

108. Седов Л. И. Механика сплошной среды. Наука. Т.2. Москва, 1984. 560с.

109. Скорость звука под. ред. А. М. Прохорова. Физическая энциклопедия. Советская энциклопедия. Москва, 1988. Т. 4.

110. Ultrasonic flowmeter USZ 08 [Electronic resource]. — Honeywell International Inc., 2010. — Available at: \www/URL: https://www.honeywellprocess.com/library/marketing/notes/usz08_leaflet_i_en.pdf

111. Рибіцький І. В., Височанський І. І., Карпаш О. М., Карпаш М. О. Урахування температури природного газу при експрес-визначенні його теплоти згоряння. Нафтогазова енергетика. 2017. №2(28). С. 83-88.

112. Рибіцький І. В., Карпаш О. М., Карпаш М. О. Аналіз безконтактних методів ультразвукового контролю матеріалів і виробів. Фізичні методи та

засоби контролю середовищ, матеріалів та виробів. Львів, 2007. вип. 5. С. 111 – 116.

113. Білокур І. П. Основи дефектоскопії. Азимут-Україна. Київ, 2004. 496с.

114. J. David. Fundamental and Application of Ultrasonic Waves. J. David, N. Cheeke. CRC Series in Pure and Applied Physics. CRC Press LLS. 2002. 453 p.

115. Шкарлет Ю. М. Бесконтактные методы ультразвукового контроля. Машиностроение. Москва, 1974. 57 с.

116. Gillis K.A., Moldover M.R., Goodwin A.R.H.. Accurate acoustic measurements in gases under difficult conditions. Review of Scientific Instruments. 62(9). 1991.

117. Ключев В. В., Соснин Ф. Р., Филинов В. Н. и др. Неразрушающий контроль и диагностика: справочник. Машиностроение, Москва, 1995. 448 с.

118. Сухоруков В.В., Ермолов И.Н., Алешин Н.П., Потапов А.П. Неразрушающий контроль. Высшая школа. Москва, 1991. 283 с.

119. Ключев В. В. Приборы для неразрушающего контроля материалов и изделий: справочник, 2-е изд. Машиностроение. Москва, 1986. 352 с.

120. Карпаш О. М., Рибіцький І. В., Карпаш М. О. Експериментальна установка для вимірювання товщини металоконструкцій безконтактним акустичним методом. Методи та прилади контролю якості. 2008. №20. С. 7 – 12.

121. Крауткремер Й., Крауткремер Г. Ультразвуковой контроль материалов. Металлургия. Москва, 1991. 752 с.

122. Kelly S. P., Hayward G., Gomez T.E. An Air-Coupled Ultrasonic Matching Layer Employing Half Wavelength Cavity Resonance. IEEE Ultrasonics Symposium. 2001. P.p. 965-968.

123. Дарвай І. Я., Карпаш О. М. Експериментальне дослідження нового методу визначення теплоти згоряння природного газу. Методи та прилади контролю якості. 2010. № 24. С.17-20.

124. Дарвай І. Я., Карпаш О. М. Опыт промышленной апробации экспериментальной установки для определения теплоты сгорания природного

газа. Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2010. №1. С.1-59. [Электронный ресурс]. URL: http://ogbus.ru/authors/darvay/darvay_1.pdf.

125. Dynament. Infrared gas sensing technology. [Электронный ресурс]. – URL: <http://www.dynament.com>.

126. Патент на корисну модель UA 40002 U. Ультразвуковий перетворювач для безконтактного вимірювання товщини матеріалів при використанні повітряно-акустичного зв'язку. Карпаш О.М., Рибіцький І.В., Карпаш М.О. (Україна). Опубл. 25.03.2009р. Бюл. № 6. 2009 р.

127. Патент на корисну модель UA 114212 U. Спосіб експрес визначення теплоти згорання природного газу з урахуванням температури. Карпаш О.М., Рибіцький І.В., Карпаш М.О., Дарвай І.Я., Яворський А.В., Височанський І.І. (Україна). – Опубл. 10.03.2017. Бюл. №5. 2017 р.

128. Метрологія. Газы горючі природні. Методика виконання вимірювань відносної густини, теплоти згорання та числа Воббе за результатами хроматографічного аналізу: МВУ 05-61-2005. – [Чинний від 2006-01-01]. – Харків: ННЦ “Інститут метрології”, 2005. 20 с.

129. Укртрансгаз розпочинає публікацію паспортів якості природного газу який транспортується споживачам [Електронний ресурс]. URL: <http://utg.ua/utg/business-info/yakst-gazu.html>.

Міністерство освіти і науки України
Івано-Франківський національний технічний університет
нафти і газу

Височанський Ігор Іванович

ДОДАТКИ

до дисертаційної роботи

**УДОСКОНАЛЕННЯ МЕТОДІВ ОБСЛУГОВУВАННЯ ТА РЕМОНТУ
ГАЗОВИХ МЕРЕЖ З УРАХУВАННЯМ ЕНЕРГЕТИЧНИХ ХАРАКТЕРИСТИК
ПРИРОДНОГО ГАЗУ**

Спеціальність: 05.15.13 – Трубопровідний транспорт, нафтогазосховища

Галузь знань: Виробництво та технології

Івано-Франківськ – 2018

ДОДАТОК А

Список публікацій здобувача

17. Карпаш О. М., Райтер П. М., Карпаш М. О., Яворський А. В., Тацакович Н. Л., Рибіцький І. В., Даравай І. Я., Банахевич Р. Ю., Височанський І. І. Природний газ: інноваційні рішення для сталого розвитку: монографія – Загальна редакція: Карпаш О. М. ІФНТУНГ. Івано-Франківськ, 2014. 398с.
18. Ксенич А. І., Середюк М. Д., Височанський І. І. Особливості гідравлічного розрахунку поліетиленових газових мереж із урахуванням їх енерговитратності. Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. 2012. №1. С. 189-196.
19. Ксенич А. І., Середюк М. Д., Височанський І. І. Розробка рекомендацій щодо реконструкції сталевих газових мереж шляхом протягування в них поліетиленових труб. Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу. 2012. №1. С. 114-123.
20. Karpash M. O., Yavorsky A. V., Rybitsky I. V., Visochansky I. I., Daravay I. Y. Progress in the field of development of means for express control of natural gas combustion heat. Proceedings of Scientific and Technical Union of Mechanical Engineering, year XXIII. 2015. №2(165). P.p. 43-45 (**Scopus**).
21. Карпаш О. М., Височанський І. І., Дарвай І. Я. Нормативне забезпечення вимірювання енергетичних характеристик природного газу. Нафтогазова енергетика. 2015. №1. С. 39-44.
22. Яворський А. В., Ващишак І. Р., Височанський І. І., Карпаш М. О. Огляд сучасного стану технологій розробок для експрес-контролю теплоти згорання природного газу. Методи та прилади контролю якості. 2016. №2. С. 51-66.

23. Височанський І. І., Яворський А. В., Карпаш М. О., Карпаш О. М. Технічна реалізація удосконалення технологій експрес-контролю теплоти згорання природного газу. Нафтогазова енергетика. 2017. №27(1). С. 70-78.
24. Височанський І. І., Гоцуляк В. П. Вплив характеристик природного газу на його якість. Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. 2017. №2 (63). С. 102-208.
25. Рибіцький І. В., Височанський І. І., Карпаш О. М., Карпаш М. О. Урахування температури природного газу при експрес визначенні його теплоти згорання. Нафтогазова енергетика. 2017. №2 (28). С. 45-52.
26. Височанський І. І., Чабан Н. І., Максим'юк С. О. Оптимізація газових мереж низького тиску з врахуванням енергетичних характеристик природного газу. Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. 2017. №4(65). С. 103-110.
27. Пат. 114212 Україна. Спосіб експрес визначення теплоти згорання природного газу з урахуванням температури / Карпаш О. М., Рибіцький І. В., Карпаш М. О., Даравай І. Я., Яворський А. В., Височанський І. І.; заявник та патентовласник Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу. № а 2015 00678; заявл. 28.01.2015; опубл. 10.03.2017.
28. Рибіцький І. В., Височанський І. І., Карпаш М. О., Карпаш О. М. Методи та обладнання для експрес-контролю теплоти згорання природного газу. Збірник матеріалів доповідей Сьомої міжнародної науково-практичної конференції і виставки «Сучасні прилади, матеріали і технології для неруйнівного контролю і технології діагностики машинобудівного і нафтогазопромислового обладнання» (25-28 листопада 2014, м.Івано-Франківськ). Івано-Франківськ, 2014. С. 228-230.
29. Рибіцький І. В., Височанський І. І., Даравай І. Я., Карпаш М. О., Карпаш О. М., Яворський А. В., Ващишак І. Р. Забезпечення експрес-контролю теплоти згорання природного газу. Нафтогазова енергетика 2015: 4-та міжнародна науково-технічна конференція (21-24 квітня 2015, м.Івано-Франківськ). Івано-Франківськ, 2015. С. 271-274.

30. Яворський А.В., Височанський І. І., Карпаш М. О., Райтер П. М., Рибіцький І. В. Досвід розробки і впровадження пристрою для експрес-контролю теплоти згорання природного газу. Неруйнівний контроль та технічна діагностика UkrNTD-2016: 8-а національна науково-технічна конференція (22-24 листопада 2016, м.Київ). Київ, 2016. С. 203-205.

31. Височанський І. І., Яворський А. В., Райтер П. М., Максим'юк С. О., Даравай І. Я. Метод експрес-контролю якості природного газу та його реалізація. Приладобудування: стан та перспективи: 15-та міжнародна науково-технічна конференція (17-18 травня 2016, м.Київ). Київ, 2016. С. 206-207.

32. Яворський А. В., Височанський І. І., Карпаш М. О., Карпаш О. М. Технічна реалізація удосконалення технології експрес-контролю теплоти згорання природного газу. Нафтогазова енергетика 2017: 5-та міжнародна науково-технічна конференція (15-19 травня 2017, м.Івано-Франківськ). Івано-Франківськ, 2017. С. 280.

ДОДАТОК Б

Результати визначення необхідного діаметра поліетиленової труби низького тиску при реконструкції сталевих газопроводу за нормативною методикою

Таблиця Б.1 - Результати визначення необхідного діаметра поліетиленової труби низького тиску при реконструкції сталевих газопроводу за умови збереження пропускної здатності для гідравлічного нахилу $l=0,5$ Па/м

Діаметр сталевих газопроводу, $D_3 \times b, \text{ мм}$	Пропускна здатність, $Q, \text{ м}^3/\text{год}$	Діаметр поліетиленового газопроводу згідно з ДБН В.2.5-41:2009		Діаметр поліетиленового газопроводу згідно з нормативною методикою		Діаметр поліетиленового газопроводу згідно з уточненою методикою		Зниження пропускної здатності, %	
		$D, \text{ мм}$	$D, \times S, \text{ мм}$	$D, \text{ мм}$	$D, \times S, \text{ мм}$	$D, \text{ мм}$	$D, \times S, \text{ мм}$	за нормативною методикою	за уточненою методикою
38x3	3	14	20x3	32,0	40x3,7	35,6	50x2,9	95	96
57x3	10	26	32x3	50,7	63x3,6	51,0	63x3,6	80	87
76x3	23	32,6	40x3,7	69,5	90x5,2	67,4	90x5,2	85	87
89x3	36	44,2	50x2,9	82,4	110x6,3	78,2	90x5,2	81	83
108x3	62	55,8	63x3,6	101,1	125x7,1	93,8	110x6,3	80	80
159x4,5	177	97,4	110x6,3	148,4	180x10,3	131,5	160x9,1	68	60
219x5	431	141,8	160x9,1	206,3	250x14,2	175,8	200x11,4	64	48

Продовження додатку Б

Таблиця Б.2 - Результати визначення необхідного діаметра поліетиленової труби низького тиску при реконструкції сталевго газопроводу за умови збереження пропускної здатності для гідравлічного нахилу $l=1,0$ Па/м

Діаметр сталевго газопроводу, $D_3 \times 8, \text{ мм}$	Пропускна здатність, $Q_{\text{м}}, \text{ м}^3/\text{год}$	Діаметр поліетиленового газопроводу згідно з ДБН В.2.5-41:2009		Діаметр поліетиленового газопроводу згідно з нормативною методикою		Діаметр поліетиленового газопроводу згідно з уточненою методикою		Зниження пропускної здатності, %	
		$D, \text{ мм}$	$D, \text{ х } S, \text{ мм}$	$D, \text{ мм}$	$D, \text{ х } S, \text{ мм}$	$D, \text{ мм}$	$D, \text{ х } S, \text{ мм}$	за нормативною методикою	за уточненою методикою
38х3	4	14	20х3	32,0	40х3,7	33,6	50х2,9	92	94
57х3	14	26	32х3	50,6	63х3,6	49,5	63х3,6	81	84
76х3	33	32,6	40х3,7	69,3	90х5,2	65,4	75х4,3	87	88
89х3	53	44,2	50х2,9	82,1	110х6,3	75,9	90х5,2	81	81
108х3	92	55,8	63х3,6	100,8	125х7,1	90,9	110х6,3	80	78/
159х4,5	259	97,4	110х6,3	147,8	180х10,3	127,4	160х9,1	68	56
219х5	630	141,8	160х9,1	205,4	250х14,2	170,2	200х11,4	63	43

Таблиця Б.3 - Результати визначення необхідного діаметра поліетиленової труби низького тиску при реконструкції сталевго газопроводу за умови збереження пропускної здатності для гідравлічного нахилу $l=1,5$ Па/м

Діаметр сталевго газопроводу, $D_3 \times 8, \text{ мм}$	Пропускна здатність, $Q_{\text{м}}, \text{ м}^3/\text{год}$	Діаметр поліетиленового газопроводу згідно з ДБН В.2.5-41:2009		Діаметр поліетиленового газопроводу згідно з нормативною методикою		Діаметр поліетиленового газопроводу згідно з уточненою методикою		Зниження пропускної здатності, %	
		$D, \text{ мм}$	$D, \text{ х } S, \text{ мм}$	$D, \text{ мм}$	$D, \text{ х } S, \text{ мм}$	$D, \text{ мм}$	$D, \text{ х } S, \text{ мм}$	за нормативною методикою	за уточненою методикою
38х3	5	14	20х3	31,8	40х3,7	32,3	40х3,7	90	93
57х3	18	26	32х3	50,5	63х3,6	48,6	63х3,6	82	85
76х3	42	32,6	40х3,7	69,2	90х5,2	64,2	75х4,3	87	88
89х3	66	44,2	50х2,9	82,0	110х6,3	74,5	90х5,2	81	80
108х3	115	55,8	63х3,6	100,6	125х7,1	89,2	110х6,3	80	76
159х4,5	323	97,4	110х6,3	147,4	180х10,3	125,0	160х9,1	67	53
219х5	784	141,8	160х9,1	204,7	250х14,2	166,9	200х11,4	62Г	39

Продовження додатку Б

Таблиця Б.4 - Результати визначення необхідного діаметра поліетиленової труби низького тиску при реконструкції сталевго газопроводу за умови збереження пропускної здатності для гідравлічного нахилу $l=2,0$ Па/м

Діаметр сталевго газопроводу, $D_3 \times S, \text{ мм}$	Пропускна здатність, $Q, \text{ м}^3 / \text{ год}$	Діаметр поліетиленового газопроводу згідно з ДБН В.2.5-41:2009		Діаметр поліетиленового газопроводу згідно з нормативною методикою		Діаметр поліетиленового газопроводу згідно з уточненою методикою		Зниження пропускної здатності, %	
		$D, \text{ мм}$	$D, \times S, \text{ мм}$	$D, \text{ мм}$	$D, \times S, \text{ мм}$	$D, \text{ мм}$	$D, \times S, \text{ мм}$	за нормативною методикою	за уточненою методикою
38x3	6	14	20x3	31,7	40x3,7	31,9	40x3,7	89	92
57x3	21	26	32x3	50,4	63x3,6	48,0	63x3,6	83	85
76x3	49	32,6	40x3,7	69,1	90x5,2	63,4	75x4,3	87	87
89x3	77	44,2	50x2,9	81,8	110x6,3	73,5	90x5,2	81	79
108x3	134	55,8	63x3,6	100,4	125x7,1	88,0	110x6,3	80	75
159x4,5	377	97,4	110x6,3	147,1	180x10,3	123,2	140x8	67	51
219x5	916	141,8	160x9,1	204,3	250x14,2	164,5	200x11,4	63	37

Таблиця Б.5 - Результати визначення необхідного діаметра поліетиленової труби низького тиску при реконструкції сталевго газопроводу за умови збереження пропускної здатності для гідравлічного нахилу $l=2,5$ Па/м

Діаметр сталевго газопроводу, $D_3 \times S, \text{ мм}$	Пропускна здатність, $Q, \text{ м}^3 / \text{ год}$	Діаметр поліетиленового газопроводу згідно з ДБН В.2.5-41:2009		Діаметр поліетиленового газопроводу згідно з нормативною методикою		Діаметр поліетиленового газопроводу згідно з уточненою методикою		Зниження пропускної здатності, %	
		$D, \text{ мм}$	$D, \times S, \text{ мм}$	$D, \text{ мм}$	$D, \times S, \text{ мм}$	$D, \text{ мм}$	$D, \times S, \text{ мм}$	за нормативною методикою	за уточненою методикою
38x3	7	14	20x3	31,7	40x3,7	31,6	40x3,7	88	92
57x3	24	26	32x3	50,4	63x3,6	47,5	63x3,6	83	84
76x3	55	32,6	40x3,7	69,0	90x5,2	62,7	75x4,3	87	87
89x3	87	44,2	50x2,9	81,7	110x6,3	72,8	90x5,2	81	78
108x3	152	55,8	63x3,6	100,2	125x7,1	87,1	110x6,3	79	75
159x4,5	426	97,4	110x6,3	146,8	180x10,3	121,9	140x8	67	50
219x5	1032	141,8	160x9,1	203,9	250x14,2	162,7	200x11,4	62	34

Продовження додатку Б

Таблиця Б.6 - Результати визначення необхідного діаметра поліетиленової труби низького тиску при реконструкції сталевго газопроводу за умови збереження пропускної здатності для гідравлічного нахилу $l=3,0$ Па/м

Діаметр сталевго газопроводу, $D_3 \times S, \text{ мм}$	Пропускна здатність, $Q, \text{ м}^3/\text{год}$	Діаметр поліетиленового газопроводу згідно з ДБН В.2.5-41:2009		Діаметр поліетиленового газопроводу згідно з нормативною методикою		Діаметр поліетиленового газопроводу згідно з уточненою методикою		Зниження пропускної здатності, %.	
		$D, \text{ мм}$	$D, \times S, \text{ мм}$	$D, \text{ мм}$	$D, \times S, \text{ мм}$	$D, \text{ мм}$	$D, \times S, \text{ мм}$	за нормативною методикою	за уточненою методикою
38x3	7	14	20x3	31,3	40x3,7	20x3	14	87	91
57x3	26	26	32x3	47,1	63x3,6	32x3	26 •	83	. 84
76x3	61	32,6	40x3,7	62,2	75x4,3	40x3,7	32,6 •	87	86
89x3	96	44,2	50x2,9	72,1	90x5,2	50x2,9	44,2	81	78
108x3	167	55,8	63x3,6	86,3	110x6,3	63x3,6	55,8	79	74
159x4,5	469	97,4	110x6,3	120,8	140x8	110x6,3	97,4	67	48
219x5	1138	141,8	160x9,1	161,2	200x11,4	160x9,1	141,8	62	32

ДОДАТОК В

Результати визначення необхідного діаметра поліетиленової труби середнього тиску при реконструкції сталевго газопроводу за умови збереження пропускної здатності за уточненою методикою

Таблиця В.1 - Результати визначення необхідного діаметра поліетиленової труби середнього тиску при реконструкції сталевго газопроводу за умови збереження пропускної здатності для гідравлічного нахилу $1=0,5$ Па/м (уточнена методика розрахунку)

Діаметр сталевго газопроводу, $D_3 \times \delta, \text{мм}$	Пропускна здатність, $Q_{,,}, \text{м}^3/\text{год}$	Діаметр поліетиленового газопроводу згідно 3 ДБНВ.2.5-41:2009		Необхідний внутрішній діаметр поліетиленового газопроводу середнього тиску, розрахований за нормативною методикою за умови рівності А, МПа ² /км .				Мінімальне значення параметра А при використанні діаметра газопроводу згідно з ДБН
		$D, \text{мм}$	$D_3 \times \delta, \text{мм}$	0,1	0,01	0,001	0,0005	
38x3	3	14	20x3	8,7	13,9	24,2	28,7 .	0,01185
57x3	10	26	32x3	12,4	20,8	34,9	38,7	0,00372
76x3	23	32,6	40x3,7	16,4	27,5	46,1	53,9	0,00469
89x3	36	44;2	50x2,9	19,0	31,9	53,6	62,6	0,00236
108x3	62	55,8	63x3,6	22,8	38,3	64,2	75,1	0,00187
159x4,5	177	97,4	110x6,3	32,0	53,7	90,1	105,2	0,00071
219x5	431	141,8	160x9,1	42,8	71,8	120,4	140,7	0,00049

Таблиця В.2 - Результати визначення необхідного діаметра поліетиленової труби середнього тиску при реконструкції сталевго газопроводу за умови збереження пропускної здатності для гідравлічного нахилу $1=1,0$ Па/м (уточнена методика розрахунку)

Діаметр сталевго газопроводу, $D_1 \times \delta, \text{мм}$	Пропускна здатність, $Q_{,,}, \text{м}^3/\text{год}$	Діаметр поліетиленового газопроводу згідно 3 ДБН В.2.5-41:2009		Необхідний внутрішній діаметр поліетиленового газопроводу середнього тиску, розрахований за нормативною методикою за умови рівності А, МПа ² /км				Мінімальне значення параметра А при використанні діаметра газопроводу згідно з ДБН В.2,5-41:2009
		$D, \text{мм}$	$D, \times \delta, \text{мм}$	0,1	0,01	0,001	0,0005	
38x3	4	U	20x3	9,5	16,0	26,3	31,1	0,01823
57x3	14	2C	32x3	14,1	23,6	39,6	46,3	0,00652
76x3	33	32, 6	40x3,7	18,6	31,2	52,3	61,2	0,00821
89x3	53	44, 2	50x2,9	21,6	36,2	60,8	71,0	0,00412
108x3	92	55, 8	63x3,6	25,8	43,4	72,8	85,0	0,00326
159x4,5	259	97, 4	110x6,3	36,2	60,8	102,0	119,2	0,00123
219x5	630	141 ,8	160x9,1	48,4	81,2	136,2	159,2	0,00084

Продовження додатку В

Таблиця В.3 - Результати визначення необхідного діаметра поліетиленової труби середнього тиску при реконструкції сталевих газопроводу за умови збереження пропускної здатності для гідравлічного нахилу $1=2,0$ Па/м (уточнена методика розрахунку)

Діаметр сталевих газопроводу, $D_3 \times \delta, \text{мм}$	Пропускна здатність, $Q, \text{м}^3/\text{год}$	Діаметр поліетиленового газопроводу згідно з ДБН В.2.5-41:2009		Необхідний внутрішній діаметр поліетиленового газопроводу середнього тиску, розрахований за нормативною методикою за умови рівності А, МПа ² /км				Мінімальне значення параметра А при використанні діаметра газопроводу згідно з ДБН .
		$D, \text{мм}$	$\delta, \text{мм}$	0,1	0,01	0,001	0,0005	
38x3	6	14	20x3	10,6	17,8	28,7	33,9	0,02908
57x3	21	26	32x3	16,0	26,8	44,9	52,5	0,01139
76x3	49	32,6	40x3,7	21,0	35,3	59,3	69,3	0,01429
89x3	77	44,2	50x2,9	24,4	41,0	68,8	80,4	0,00716
108x3	134	55,8	63x3,6	29,2	49,1	82,4	96,2	0,00565
159x4,5	377	97,4	110x6,3	40,9	68,7	115,3	134,7	0,00212
219x5	916	141,8	160x9,1	54,7	91,7	153,9	179,8	0,00144

Таблиця В.4 - Результати визначення необхідного діаметра поліетиленової труби середнього тиску при реконструкції сталевих газопроводу за умови збереження пропускної здатності для гідравлічного нахилу $1=2,5$ Па/м (уточнена методика розрахунку)

Діаметр сталевих газопроводу, $D_3 \times \delta, \text{мм}$	Пропускна здатність, $Q, \text{м}^3/\text{год}$	Діаметр поліетиленового газопроводу згідно з ДБН В.2.5-41:2009		Необхідний внутрішній діаметр поліетиленового газопроводу середнього тиску, розрахований за нормативною методикою за умови рівності А, МПа ² /км				Мінімальне значення Параметра А при використанні діаметра газопроводу згідно з ДБН В.2.5-41:2009
		$D, \text{мм}$	$D_3 \times \delta, \text{мм}$	0,1	0,01	0,001	0,0005	
38x3	7	14	20x3	11,0	18,5	29,7	35,1	0,03475
57x3	24	26	32x3	16,6	27,9	46,8	54,7	0,01361
76x3	55	32,6	40x3,7	21,9	36,8	61,7	72,1	0,01705
89x3	87	44,2	50x2,9	25,4	42,7	71,6	83,7	0,00854
108x3	152	55,8	63x3,6	30,4	51,1	85,7	100,1	0,00674
159x4,5	426	97,4	110x6,3	42,6	71,5	119,9	140,1	0,00253
219x5	1032	141,8	160x9,1	56,8	95,3	160,0	187,0	0,00172

Продовження додатку В

Таблиця В.5 - Результати визначення необхідного діаметра поліетиленової труби середнього тиску при реконструкції сталевго газопроводу за умови збереження пропускної здатності для гідравлічного нахилу $1=3,0$ Па/м (уточнена методика розрахунку)

Діаметр сталевго газопроводу, $D_3 \times \delta, \text{ мм}$	Пропускна здатність, $Q_{,,}, \text{ м}^3/200\text{д}$	Діаметр поліетиленового газопроводу згідно 3 ДБН В.2.5-41:2009		Необхідний внутрішній діаметр поліетиленового газопроводу середнього тиску, розрахований за нормативною методикою за умови рівності А, МПа ² /км				Мінімальне значення параметра А при використанні, діаметра газопроводу • згідно з ДБН • В.2.5-41:2009
		$D, \text{ мм}$	$D_3 \times \delta, \text{ мм}$	0,1	0,01	0,001	0,0005	
38x3	1	14	20x3	11,4	19,1	30,5	36,1	0,04026
57x3	26	26	32x3	17,2	28,8	48,3	56,5 •	0,01573
76x3	61	32,6	40x3,7	22,6	38,0	63,7	74,5 •	0,01970
89x3	96	44,2	50x2,9	26,3	44,1	73,9	86,4	0,00986
108x3	167	55,8	63x3,6	31,4	52,7	88,5	103,4	0,00778
159x4,5	469	97,4	110x6,3	44,0	73,8	123,8	144,7	0,00291
219x5	1138	141,8	160x9,1	58,7	98,4	165,2	193,0	0,00197

ДОДАТОК Д

Лістинг програмного забезпечення програмно-цифрового модуля 11

```

1: /*
2: * Project name:
3:   MyProject
4: * Target Platform:
5:   PIC24FJ
6: * Description:
7:
8: * Test configuration:
9:   MCU:          PIC24FJ96GA010
10:   Dev.Board:    LV 24-33A
11:   Oscillator:   XT-PLL, 8.000MHz
12:   Ext. Modules: mE glcd 128x64
13:   Ext. Modules: keypad_4x4 on PORTA<0..7>
14:   SW:           mikroC for dsPIC30/33 and PIC24 v5.4.0
15: * NOTES:
16:   - Fonts used in this example contain only uppercase letters.
17:   - It is recommended for the port where keypad RA0-RA3 is attached to be connected
18:     to pull-down resistors 10k ! 19:
20: */
21: //#include "bmp1.h"
22:
23: #define Lo(param) ((char *)&param)[0]
24:
25:
26: // Glcd module connections
27: sbit GLCD_D7 at RD7_bit;
28: sbit GLCD_D6 at RD6_bit;
29: sbit GLCD_D5 at RD5_bit;
30: sbit GLCD_D4 at RD4_bit;
31: sbit GLCD_D3 at RD3_bit;
32: sbit GLCD_D2 at RD2_bit;
33: sbit GLCD_D1 at RD1_bit;

```

```

34: sbit GLCD_D0 at RD0_bit;
35: sbit GLCD_D7_Direction at TRISD7_bit;
36: sbit GLCD_D6_Direction at TRISD6_bit;
37: sbit GLCD_D5_Direction at TRISD5_bit;
38: sbit GLCD_D4_Direction at TRISD4_bit;
39: sbit GLCD_D3_Direction at TRISD3_bit;
40: sbit GLCD_D2_Direction at TRISD2_bit;
41: sbit GLCD_D1_Direction at TRISD1_bit;
42: sbit GLCD_D0_Direction at TRISD0_bit;
43:
44: sbit GLCD_CS1 at LATB2_bit;
45: sbit GLCD_CS2 at LATB3_bit;
46: sbit GLCD_RS at LATB4_bit;
47: sbit GLCD_RW at LATB5_bit;
48: sbit GLCD_EN at LATB6_bit;
49: sbit GLCD_RST at LATB7_bit;
50: sbit GLCD_CS1_Direction at TRISB2_bit;
51: sbit GLCD_CS2_Direction at TRISB3_bit;
52: sbit GLCD_RS_Direction at TRISB4_bit;
53: sbit GLCD_RW_Direction at TRISB5_bit;
54: sbit GLCD_EN_Direction at TRISB6_bit;
55: sbit GLCD_RST_Direction at TRISB7_bit;
56: // End Glcd module connections
57:
58: char cArr[20];
59: char *someText;
1/17
60: unsigned short kp, kp1, cnt, oldstate = 0;
61: char txt[11];
62: char
HUMANITY[5];
63: int res; 64:
65: // Keypad module connections
66: unsigned keypadPort at PORTA;
67: unsigned keypadPort_Direction at TRISA;
68: // End Keypad module connections
69:
70: //
ADC
71:
72: float res1;
73: float res2;
74: float res3;
75: float res4;
76: float zond_imp;
77: float to_first_capture;
78: float exo_imp1;
79: float exo_imp1_2;

```

Продовження додатку Д

```

80: float
exo_imp2_3; 81:
float velocity; 82:
83: char ADCState = 0;           // Keep Track of ADC Operation
84: int ADCValue = 0;
85: //
ADC
86:

87: unsigned int aa ,bb,cc,dd,i, aa5 , bb5, cc5, dd5, aa_max;
88: unsigned long
ee; 89: float ee1;
90:
91: char FLAG1 = 0;
92: char FLAG2 = 0;
93: char FLAG3 = 0;
94: char FLAG_volve1 = 0xff;
95: char FLAG_volve2 = 0xff;
96: unsigned int Capture01 = 0;
97: unsigned int Capture02 = 0;
98: unsigned int Capture11 = 0;
99: unsigned int Capture12 = 0;
100: unsigned int Capture13 = 0;
101: unsigned int Capture14 = 0;
102: int delta_capture00 = 0;
103: int delta_capture01 = 0;
104: int delta_capture12 = 0;
105: int delta_capture23 = 0;
106:
107: #define NUMIN 2

108: #define NUMHID1 12

109: #define
NUMOUT 1 110:

111: float NWeightIH1[12][2] = {{-8.7440, 3.8747}, {3.1127, -9.1333}, {1.0981, 9.7636}
    , {-6.8146, 6.9279}, {-9.3941, 2.1110}, {-4.0138, -8.7987}, {-2.3269, 9.8081}, {-
    2.2572, 9.3971}, {8.6748, 4.2176}, {2.3861, -9.7168}, {-8.5129, -4.4295}, {7, -
    9.5184}};
112: float NWeightHO[1][12] = {{0.4572, 0.2442, 0.6278, -0.3115, 1.1172, -0.6336, -0.92
    288, -0.1573, -0.0881, 0.7439, 0.8205, 0.5188}};
113: float Nbias1[12] = {7.5727, -1.0995, -8.2911, 1.9868, 4.9267, 6.9762, -2.5359, -4. .9618, -
    4.3395, 6.1970, 2.8253, 0.9821};
114: float Nbias2[1] = {0.5002};

```

2/17

```

115:
116: int  ii, pp, jj, kk; //
117: int  NumInput = NUMIN, NumHidden1 = NUMHID1, NumOutput = NUMOUT;
118: float buf;
119: float Input[NUMIN], Kcv;
120: float SumH1[NUMHID1],
Hidden1[NUMHID1]; 121: float
SumO[NUMOUT], Output[NUMOUT]; 122:
123: //-----
124: //-----

125: #define I8      signed char
126: #define U8      unsigned char 127:
128: #define ZERO    0x00000000
129: #define NAN     0xFFFFFFFF
130: #define plusINF 0x7F800000
131: #define minusINF 0xFF800000
132:
133: #define NDIG    7          // Maximun number of decimal digits of the manti issa
134: #define BO      3          // Byte ordering: 0 = Big endian, 3 = Little end dian
135: //-----136:

137: char
RESULT[14];
138: float ff;
139:
140: int mks1000 = 0;
141: int period = 16000;      //62,5 ns * 16000 = 1000000 ns = 1000 mks
142: int period_output = 4800; // 62,5 ns * 4800 = 300000 ns = 300 mks 143:

144: // Interrupt routine
145: void Timer1Int() iv IVT_ADDR_T1INTERRUPT {
146:     /** user code starts here
147:     mks1000++; //
148:     if ( mks1000 == 3 ) { PORTF.B1 = 0; };
149:     if ( mks1000 == 5 ) {PORTF.B1 = 1; mks1000 = 0;};
150:     /** user code ends here
151:
152:     /** it is necessary to clear manually the interrupt flag:
153:     IFS0 = IFS0 & 0xFFF7; // Clear
TMR1IF 154: } 155:
156: void Timer4Int() iv IVT_ADDR_T4INTERRUPT {

```

Продовження додатку Д

```

157: /*** user code starts here 158:
FLAG3 = 1;

159: /*** user code ends here
160:

161: /*** it is necessary to clear manually the interrupt flag:
162: IFS1 = IFS1 & 0xF7FF; // Clear
TMR4IF 163: } 164:
165: void Input1Capture1Int() iv IVT_ADDR_IC1INTERRUPT { // org 0x0016
166:   Capture01 = IC1BUF;
167:   Capture02 = IC1BUF; //Read captured values 168:
IFS0.IC1IF = 0;
169: //   IFS0.F1 = 0; //Clear bit IC1IF (IFS<1>)
170: //   Glcd_Write_Text("A",5,7,2);
171:   FLAG1 = 1;
172: }

                                     3/17

173:
174: void Input2Capture2Int() iv IVT_ADDR_IC2INTERRUPT { // org 0x001E
175:   Capture11 = IC2BUF;
176:   Capture12 = IC2BUF; //Read captured values
177:   Capture13 = IC2BUF;
178:   Capture14 = IC2BUF;
179:   IFS0.IC2IF = 0;
180: //   IFS0.F5 = 0; //Clear bit IC2IF (IFS<5>)

181: //   Glcd_Write_Text("T",15,7,2);
182:   FLAG2 = 1;
183: }
184: //-----

185: //-----
186: void mystrcpy(U8 *dst, U8 *src)
187: {
188: U8 u1;
189: do {
190:   *dst = u1 = *src;
191:   dst++;
192:   src++;
193: }while(u1!=0);
194: }
195: //-----

196: union ful {
197:   float    fl;
198:   unsigned long ul;
199:   unsigned char
uc[4]; 200: }un; 201:
202: //-----

```

Продовження додатку Д

```

203: U8 ftoa(float fnum, U8 *str) // The function returns 0 if fnum is not +INF, -INF or NaN
204: {
205: char bpoint=0; // bpoint = 1 after writing the decimal point
206: U8 i, d;
207: I8 dexpon= 0; // decimal exponent

208: //union ful
un; 209: un.fl =
fnum; 210:
211: if (un.ul == NAN) {mystrcpy(str, "NaN"); return 3;}
212: i=1; // The function returns 1 if +INF or i++ (2) if -INF
213: if (un.uc[BO] & 0x80){un.uc[BO] ^=0x80; i++; *str++='.';} // if fnum<0 then fnum=-
-fnum
214: if (un.ul == ZERO) {mystrcpy(str, "0"); return 0;}
215: if (un.ul == plusINF){mystrcpy(str, "INF"); return i;} // i=1 if +INF, 2 if -INF
216:
217: while (un.fl<1e-6) {un.fl *= 1e6; dexpon-=6;}
218: while (un.fl<1.0) {un.fl *= 10.0; --dexpon;} // convert float to a value in the e range 1.0

219: while (un.fl>=1e6) {un.fl /= 1e6; dexpon+=6;}
220: while (un.fl>=10.0) {un.fl /= 10.0; ++dexpon;} // to 9.999999 and adjust decimal exponent
221:
222: // From here on, we'll treat it as a fixed-point fraction with byte 1 = integer part, and
223: // bytes 2, 3 and 4 = fractional part
224:
225: un.ul <<= 1; // move exponent to most significant byte
4/17
226: d = un.uc[BO] - 127; // d = exponent unbiased. As (1.0<un.fl<10.0), d can be:
227: // 0,1,2 or 3. (1 = 1.0*2**0, and 9 = 1.001*2**
*3)
228: un.uc[BO] = 1; // Re-insert the hidden bit and
229: un.ul <<= d;
// adjust the binary exponent to zero.
230:
231: *str++ = '0' + un.uc[BO]; // Write first decimal digit and
232: if((dexpon < 1)||(dexpon>6)) // if dexp < 1, or dexp>6
233: {*str++='.'; bpoint = 1;} // write decimal point after first digit
234:
235: for(d=NDIG-1; d!=0 ;d--) // Write the 6 (NDIG-1) following digits of mantissa
236: {
237: un.uc[BO] = 0; // Integer part = 0

238: un.ul += (un.ul<<2); // un.ul = 5*(un.ul) multiply by 10 (5*2)
239: un.ul <<= 1; // un.ul = 2*(un.ul)
240: *str++ = '0' + un.uc[BO]; // Write next decimal digit
241: if (bpoint ==
0) // If decimal point yet no written
242: {
243: if(--dexpon == 0) // write decimal point when dexpon == 0
244: {*str++='.'; bpoint = 1;}

```


Продовження додатку Д

```

245:
} 246:
} 247:
248: while( str[-1] == '0') str--; // delete final zeros after the decimal point

249: if(str[-1] == '.') str--; // delete decimal point if it is the last character 250:
251: if(dexpon != 0)
252: {
253: *str++='e'; // Write the exponent with maximum 2 digits
254: if (dexpon<0) {*str++='-'; dexpon=-dexpon;};
255: d = (U8)dexpon;
256: if (d>9) *str++='0'+d/10;
257: *str++='0'+d%10;
258: }
259: *str=0; // terminate the string 260:

261:
return
0; 262: }
263:
264: //-----265: unsigned char
spi_read(char command)

266: //////////////////////////////////////

267: // unsigned char SPI_read(char command)

268: // Reads the SPI BUS

269: // Contents of WREG are transmitted via the SPI BUS

270: // Blocking - waits for SPI read to complete

271: // 09/03/07 updated for pic24

272: ////////////////////////////////////// 273: {

274: volatile char dummy;
275: dummy = SPI1BUF; // force clearance of buffer full flag
276: SPI1BUF = command;
277:
278: while (!SPI1STATbits.SPIRBF); // read register is empty and ready to receive 279:
5/17

280: return(SPI1BUF);
281: } // end of spi_read
282: ////////////////////////////////////// CH 0,1,2,3 //////////////////////////////////////
283: unsigned int getADC(unsigned short channel) { // returns 0..4096
284: unsigned int tmp;
285: LATF.B0 = 0;
286: spi_read(0x06); //було 0x04; треба START=1; Single=1; D2=0
287: channel = channel << 6; // bits 7 & 6 define ADC input
288: tmp = spi_read(channel) & 0x0F;

```

Продовження додатку Д

```

289: tmp = tmp << 8; // get ADC value
290: tmp |= spi_read(0);
291: LATF.B0 = 1;
292: return tmp;
293:
294: }//~
295: //////////////////////////////////////////////////////////////////// 296:
//////////////////////////////////////////////////////////////////

297: void Delay2S(){
298:
delay_ms(2000);
299: } 300:
301: void Delay1S(){
302:
delay_ms(1000);
303: } 304:
305: void Delay5S(){
306:
delay_ms(5000);
307: } 308:
309: void main() {
310:
311: sometext = cArr;
312: Lo (TRISE) = 0;
313: Lo (PORTE) = 0x03;
314: // PORTE.B0 = 1; //Закрито клапан 1 315: // PORTE.B1 = 1; //Закрито
клапан 2!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!! 316:

317: TRISF.B7 = 1; // Dout, pin 10, (in proc pin 54) - ВЕРНУТИ "1"
318: TRISF.B6 = 0; // CLK, pin 11, (out proc pin 55)
319: TRISF.B8 = 0; // Din, pin 9, (out proc pin 53)
320: TRISF.B0 = 0; // not(CS)/SHDN, pin 8, (out proc pin 87) 321:
322: // AD1PCFG = 0xffff; // initialize to all digital ?????? 323:
324: //--- turn off A/D inputs
325: ADPCFG = 0xFFFF;
326:
327: //Lo (PORTF) = 0;
328: LATF.B0 = 1; //
329: LATF.B6 = 1; // ВЕРНУТИ "1"
330: 331:
332: SPI1STATbits.SPIEN = 0; // disable the spi ??
333: SPI1CON1 = 0x0060; // ckr=1,cke=0,master mode,1:1 secondary prescale, 1:1 pri
prescale ?? 7F 60

```

Продовження додатку Д

```

334: SPI1CON2 = 0x0000; // disable the framed mode ??
335: SPI1STATbits.SPIEN = 1; // enable the spi ??? 336:
337:
//*****
338: Keypad_Init(); // porta.0 to porta.7
                                     6/17
339:
340: Glcd_Init(); // Initialize GLCD
341: Glcd_Fill(0x00); // Clear GLCD
342: Delay_100ms();
343:
344: ///--- fill with pattern
345: //
Glcd_Fill(0xAB);
346: Delay2S(); 347:
348: ///--- image
349: // Glcd_Fill(0x00);
350: // Glcd_Image( maska_bmp );
351: // Delay2S();
352:
353: ///--- box (filled rectangle), inverse fill
354: // Glcd_Box(12,20, 70,57, 2);
355: // Delay2S();
356:
357: Glcd_Fill(0x00);
358:
359: Glcd_Set_Font(Character8x7, 8, 7, 32); // Choose font, see __Lib_GLCDFon
nts.c in
Uses folder
360: Glcd_Write_Text("IFNTUNG", 5, 7, 2); // Write string 361:
362: /*
363: Glcd_Fill(0xFF); // Fill Glcd 364:
365: Glcd_Set_Font(Font_Glcd_Character8x7, 8, 7, 32); // Change font 366:
someText = "8x7 Font";
367: Glcd_Write_Text(someText, 5, 0, 2); // Write string
368: Delay2s();
369:
370: Glcd_Set_Font(Font_Glcd_System3x5, 3, 5, 32); // Change font
371: someText = "3X5 CAPITALS ONLY";

```

Продовження додатку Д

```

372:  Glcd_Write_Text(someText, 60, 2, 2);          // Write string
373:  Delay2s();
374:
375:  Glcd_Set_Font(Font_Glcd_5x7, 5, 7, 32);        // Change font 376:
someText = "5x7 Font";
377:  Glcd_Write_Text(someText, 5, 4, 2);          // Write string
378:  Delay2s();
379:
380:  Glcd_Set_Font(Font_Glcd_System5x7, 5, 7, 32);  // Change font
381:  someText = "5x7 Font (v2)";
382:  Glcd_Write_Text(someText, 50, 6, 2);          // Write string
383:  Delay2s();
384: */
385: // kp = 49;
386: // Glcd_Write_Char(kp, 5, 6, 2); //?????????? 387:
388:
389: // ****Keypad read****
390:  kp = 0;
391: // PORTE.B0 = 1; //Закрито клапан 1
392: // PORTE.B1 = 1; //Закрито клапан 2!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!
393: // FLAG_volve1 = 1;
394: // FLAG_volve2 = 1;
395:
396: do {
397:   kp = 0;                                // Reset key code variable
                                           7/17
398:   //--- Wait for key to be pressed 399: tt:
do
400:   //kp = Keypad_Key_Click();
401:   kp =
Keypad_Key_Press(); 402:
while (!kp); 403:
404:   Delay_ms(500);
405:
406:   do
407:   //kp1 = Keypad_Key_Click();

```

Продовження додатку Д

```

408:    kp1 =
Keypad_Key_Press(); 409:    while
(!kp1); 410:
411:    if (kp != kp1) goto tt 412:

413:    --- Prepare value for output 414:

415: //    do

416: //    kp = Keypad_Key_Click();

417: //    //kp = Keypad_Key_Press();

418: //    while (!kp); 419:

420:    switch (kp) {
421:        //case 10: kp = 42; break; // '*'

422:        //case 11: kp = 48; break; // '0' // uncomment this block for keypad4x3

423:        //case 12: kp = 35; break; // '#'

424:        //default: kp += 48; 425:

426:        case 1: kp = 49; break; // 1
427:        case 2: kp = 50; break; // 2
428:        case 3: kp = 51; break; // 3
429:        case 4: kp = 65; break; // A
430:        case 5: kp = 52; break; // 4
431:        case 6: kp = 53; break; // 5
432:        case 7: kp = 54; break; // 6
433:        case 8: kp = 66; break; // B // uncomment this block for keypad4x4
434:        case 9: kp = 55; break; // 7
435:        case 10: kp = 56; break; // 8
436:        case 11: kp = 57; break; // 9
437:        case 12: kp = 67; break; // C
438:        case 13: kp = 42; break; // *
439:        case 14: kp = 48; break; // 0
440:        case 15: kp = 35; break; // #
441:        case 16: kp = 68; break; // D
442:    }
443:    if (kp != oldstate) {
444:        cnt=1;
445:        oldstate = kp;
446:    }
447:    else {
448:        cnt++;
449:    }
450:    if (cnt==255){
451:        cnt=0;
452:        someText = " ";
453: //    Glcd_Write_Text(someText, 5,7, 2);/??????????

```

Продовження додатку Д

```
454:   }  
455:  
456:  
457: //--- Send on GLCD
```

Продовження додатку Д

```

458: // Glcd_Fill(0x00);
459: // Glcd_Write_Char(kp, 5, 6, 2); //????????? 460:

461: // WordToStr(cnt,txt);

462: // Glcd_Write_Text(txt, 5, 7, 2); //????????????????*/
463: Delay1S();
464:
465:
466: //--- Push_Reset Relay1-----

467: if ((kp == 49)          //|(kp == 49)) "1" Відкрито клапан 1
468: {
469:   FLAG_volve1 = ~FLAG_volve1;
470:   if (FLAG_volve1 == 0)
471:   {
472:     PORTE.B0 = 0;
473:     Glcd_Fill(0x00);
474:     someText = "OPEN Valve 1";
475:     Glcd_Write_Text(someText, 5,2, 2);
476:     Delay1S();
477:   }
478:   else // "1" Закрито клапан 1
479:   {
480:     PORTE.B0 = 1;
481:     Glcd_Fill(0x00);
482:     someText = "CLOSE Valve 1";
483:     Glcd_Write_Text(someText, 5,2, 2);
484:     Delay1S();
485:   }
486: }
487: //--- Push_Reset Relay2-----
488: if ((kp == 50)          // "2" Відкрито клапан 2
489: {
490:   FLAG_volve2 = ~FLAG_volve2;
491:   if (FLAG_volve2 == 0)
492:   {
493:     PORTE.B1 = 0;
494:     Glcd_Fill(0x00);
495:     someText = "OPEN Valve 2";
496:     Glcd_Write_Text(someText, 5,2, 2);
497:     Delay1S();
498:   }
499:   else // "2" Закрито клапан 2
500:   {
501:     PORTE.B1 = 1;
502:     Glcd_Fill(0x00);
503:     someText = "CLOSE Valve 2";

```

Продовження додатку Д

```
504:  Glcd_Write_Text(someText, 5,2, 2);
505:  Delay1S();
506:  }
507:  }
508:  /*
509:  //--- Push_Reset Relay3-----
510:  if ((kp == 55))  //if ((kp == 55)|(kp == 42)) "7" Відкрито клапан 3
511:  {
512:  PORTE.B2 = 0;
513:  Glcd_Fill(0x00);
514:  someText = "OPEN Valve 3";
515:  Glcd_Write_Text(someText, 5,4, 2);
516:  Delay1S();
517:  }
518:  else if ((kp == 56))      //|(kp == 48)) "8" Закрито клапан 3
519:  {PORTE.B2 = 1;
520:  Glcd_Fill(0x00);
521:  someText = "CLOSE Valve 3";
522:  Glcd_Write_Text(someText, 5,4, 2); 523:  }
524:  //--- Push_Reset Relay4-----
525:  if ((kp == 57))  // if ((kp == 57)|(kp == 35)) "9" Відкрито клапан 4
526:  {
527:  PORTE.B3 = 0;
528:  Glcd_Fill(0x00);
529:  someText = "OPEN Valve 4";
530:  Glcd_Write_Text(someText, 5,5, 2);
531:  Delay1S();
532:  } 533:  else if ((kp == 67))      //|(kp == 68)) "C" Закрито клапан 4
534:  {
535:  PORTE.B3 = 1;
```


Продовження додатку Д

```

536:  Glcd_Fill(0x00);
537:  someText = "CLOSE Valve 4";
538:  Glcd_Write_Text(someText, 5,5, 2);
539:  }
540: */
541: //--- Push_Generator_on-----
542:  if (kp == 65)    //"A"
543:  {
544:    Glcd_Fill(0x00);
545:    someText = "Generator on"; //натиснути *
546:    Glcd_Write_Text(someText, 5,5, 2);
547:    Delay1S();
548:    FLAG1=0;
549:    FLAG2=0;
550:    aa_max = 0;
551:    //Настроїти таймер, запустити таймер, дозволити переривання
552:    // чекати встановлення 1 на порті F1, коли одиниця піймана почекати 35 мкс
553:    //
554:    // 2.Ініціалізація таймера
555:    //IPC0 = IPC0 | 0x4000;    // IPC0<14:12> встановлення пріоритету тайме ера
556:    T1IP2_bit = 1;          // (4 - значення по замовчуванню)
557:    T1IP1_bit = 0;
558:    T1IP0_bit = 0; 559:
560:    TMR1 = 0;              // обнулення таймера
561:    PR1 = period - 1;     // Ініціалізація регістру періода
562:    // 2.1. Конфігурування джерела тактування модуля Timer1
563:    // і налагодження синхронізації
564:    T1CON = 0x8000;        //Timer1 ON Перевірка настройок регістра T1
1CON
565:    // 2.2. Ініціалізація розрядів керування перериваннями від таймера 1
566:    T1IF_bit = 0;         // Флаг переривання обнулено
567:    T1IE_bit = 1;         // Переривання дозволено
568:    // 2.3 Ініціалізація рівня пріоритетності процесора
569:    //IP = 0;              // 0 - значення по замовчуванню
570:    IPL_2_bit = 0;        // SR.IPL2:IPL0 = 0 - пріоритет процесора
571:    IPL_1_bit = 0;
572:    IPL_0_bit = 0; 573:

```

Продовження додатку Д

```

574: // 3. Головний цикл
575:   TRISF.B1 = 0;           // Initialize PORTF.b1 as output
576:   LATF.B1  = 1;           // Initialize PORTF.b1 value 1 577:
578:   LATA.B7  = 0;           //????
579:
580:   while(1) 581:   { 582: 583: //IP = 0;           // 0 - значення по
замовчуванню
584:   IPL_2_bit = 0;           // SR.IPL2:IPL0 = 0 - пріоритет процесора
585:   IPL_1_bit = 0;
586:   IPL_0_bit = 0;
587: //
588:   TRISD.B8 = 1;           //Select pin IC1 (RD8) as input
589:   PR2 = 0xFFFF;          //PR2 register at maximum, timer2 free-running
590:   T2CON = 0x8000;         //Timer 2 operates with prescaler 1:1 and internal c clock
591:   IPC0.B4 = 1;
592:   IPC0.B5 = 0;
593:   IPC0.B6 = 0;
594: //   IPC0 = IPC0 | 0x0010; //Interrupt priority level IC1IP<2:0> = 2 IPC0.b
-b6
595: //-----
596:   FLAG1 = 0;
597: //   IPC1 = IPC1 | 0x0010; //Interrupt priority level IC2IP<2:0> = 1 IPC1<6
4>
598:   IFS0.IC1IF = 0;
599: //   IFS0.F1 = 0;           //Clear bit IC1IF (IFS<1>)
600:   IEC0.IC1IE = 1;
601: //   IEC0 = IEC0 | 0x0002; //Interrupt Input Capture module enable !!!!! IEC0
B1
602:   IC1CON = 0x0000;
603:   IC1CON = 0x00A3;        //Configuration of Input Capture module 1, selected TMR2,
604:                               //interrupt on every second capture event, capture on n every rising edge
605: /*
606: // Ініціалізація таймера 4
607: //IPC0 = IPC0 | 0x4000;    // IPC0<14:12> встановлення пріоритету тай ера
608:   T1P2_bit = 1;           // (4 - значення по замовчуванню)
609:   T1P1_bit = 0;
610:   T1P0_bit = 0; 611:

```

Продовження додатку Д

```

612:   TMR4 = 0;           // обнулення таймера
613:   PR4 = period_output - 1;   // Ініціалізація регістру періода
614:   // 2.1. Конфігурування джерела тактування модуля Timer4
615:   // і налагодження синхронізації
616:   T4CON = 0x8000;      //Timer1 ON Перевірка настройок регістра 1CON
617:   // 2.2. Ініціалізація розрядів керування перериваннями від таймера 1
618:   T4IF_bit = 0;       // Флаг переривання обнулено
619:   T4IE_bit = 1;       // Переривання дозволено
620:   // 2.3 Ініціалізація рівня пріоритетності процесора
621:
622:   //IP = 0;           // 0 - значення по замовчуванню
623:   IPL_2_bit = 0;      // SR.IPL2:IPL0 = 0 - пріоритет процесора
624:   IPL_1_bit = 0;
625:   IPL_0_bit = 0;
626:   //
627:   */
628:
629:   while(FLAG1==0)
630:   {
631:   asm nop;
632:   }; //Вихід коли піймались імпульси генератора 633:
634:   IC1CON = 0x0000;//0x00A0; //Disable Capture 1, Reset FIFObuffer and overflow flag
635:   T2CON = 0x0000;
636:   TMR2 = 0; 637:
638:   Delay_Cyc_Long(1413); // 88.3 mks+6.7 mks = 95 mks 639:
640:   TRISD.B9 = 1;      //Select pin IC2 (RD9) as input
641:   PR2 = 0xFFFF;     //PR2 register at maximum, timer3 free-running
642:   T2CON = 0x8000;    //Timer 3 operates with prescaler 1:1 and internal clock
643:   IPC1.B4 = 1;
644:   IPC1.B5 = 0;
645:   IPC1.B6 = 0;
646:
647:   FLAG2 = 0;
648:

```

Продовження додатку Д

```

649:   IFS0.IC2IF = 0;
650: //   IFS0.B5 = 0;           //Clear bit IC1IF (IFS<5>)???? IFS0<5>
651: //   IEC0.IC2IE = 1;
652:   IEC0 = IEC0 | 0x0020; //Interrupt Input Capture module 2 enable !!!!! IEC
    C0.B5 IEC0<5>
653:   IC2CON = 0x0000;      //Дозволено переривання від імпульсів датчика на IC C2 - PD9
654:   IC2CON = 0x00A3;      //Configuration of Input Capture module 2, selected d TMR2,
655:                          //interrupt on every fourth capture event, capture on every rising edge !!!!!
656:
657: //   Glcd_Write_Text("T",5,7,2);
658: //   asm DISI #2
659: //   asm DISI #2560      //   2560*0.0625=160 мкс
660:                          //Затримка 960*0.0625= 60мкс (14-bit unsigned literal
    {0...16384})
661:                          //Переривання рівнів 1-6 на цей час заборонені, хоча та аймери працюють
662: //   FLAG3 = 0; 663:
664:   while(FLAG2==0)
665:   {
666:     asm nop;
667:   } ;// Вихід коли піймались імпульси приймача або закінчився час чекання їх х 668:
669:   IC2CON = 0x0000;//0x0060; //Disable Capture 2, Reset FIFObuffer and overfl low flag
670:   T2CON = 0x0000; 671:
TMR2 = 0;
672:
673:   Glcd_Fill(0x00); 674:
675: ////   WordToStr(Capture01, txt);
676: ////   to_first_capture = (float)Capture01*0.0625;
677: ////   FloatToStr(to_first_capture,RESULT);
678: ////   Glcd_Write_Text(RESULT,5,0,2); 679:
680: //   Glcd_Write_Text(txt,5,0,2);
681: //   Delay1S();
682: //   WordToStr(Capture02, txt);
683: //   Glcd_Write_Text(txt,5,1,2); 684:

```

```
685: //delta_capture00 = Capture02 - Capture01;
686: //zond_imp = (float)delta_capture00*0.0625;
687: //FloatToStr(zond_imp,RESULT);
688: //Glcd_Write_Text(RESULT,5,2,2);
689: // IntToStr(delta_capture00, txt);
690: // Glcd_Write_Text(txt,5,2,2); 691:
692:
693: // WordToStr(Capture11, txt);
694: // Glcd_Write_Text(txt,5,3,2);
695: delta_capture01 = Capture11;
696: exo_imp1 = ((float)delta_capture01*0.0625)+95.0+0.875 + 5.38;
697: // FloatToStr(exo_imp1,RESULT);
698: // Glcd_Write_Text(RESULT,5,0,2); //old 1
699:
700: velocity = (58000/(exo_imp1-1.5))+10.0; //+10
701: FloatToStr(velocity,RESULT);
702: Glcd_Write_Text(RESULT,5,0,2); //old 2
703: // IntToStr(delta_capture01, txt);
704: // Glcd_Write_Text(txt,5,4,2); 705:
706: //WordToStr(Capture12, txt);
707: //Glcd_Write_Text(txt,5,3,2);
708: //delta_capture12 = Capture12 - Capture11;
709: //exo_imp1_2 = (float)delta_capture12*0.0625;
710: //FloatToStr(exo_imp1_2,RESULT);
711: //Glcd_Write_Text(RESULT,5,5,2); 712:
713: // IntToStr(delta_capture12, txt);
714: // Glcd_Write_Text(txt,5,5,2); 715:
716: //WordToStr(Capture13, txt);
717: //Glcd_Write_Text(txt,5,5,2);
718: //delta_capture23 = Capture13 - Capture12;
719: //exo_imp2_3 = (float)delta_capture23*0.0625;
```

Продовження додатку Д

```

720: //FloatToStr(exo_imp2_3,RESULT);
721: //Glcd_Write_Text(RESULT,5,6,2);
722: // IntToStr(delta_capture23, txt);
723: // Glcd_Write_Text(txt,5,6,2);
724: //Delay5S();
725: //Delay1S(); 726:
727: //-----
728: aa = getADC(0);
729: bb = getADC(1);
730: cc = getADC(2);
731: dd = getADC(3); 732:
733: //Вилонлювання максимуму при наростанні тиску і відображення тиску припадінні йо о
734: // if (aa >= ) {
735: // if (aa > aa_max) {
736: // aa_max = aa;
737: // }
738: // else if (aa < 1640) {
739: // aa_max = 2048 - aa; 740:
741: // }
742: // res1 = (float)aa_max*5.0/4095.0; //Uref= 4.98 В, АЦП 12- ти розряд дне (4095)
743: // res1 = (((res1 - 2.55)*25)*0.1333)*1.8783; //Тиск мм рт.ст. P= (((U В - 2.5599)/2 В)*50
мм рт.ст.)*0.1333 кПа/мм рт.ст 744:
745: // res3 = (float)cc*5.0/4095.0; //Uref= 4.98 В, АЦП 12- ти розрядне ( (4095)
746: // res3 = (res3-0.4)*5/2.1; // % Вміст CO2 CO2= (U-0.4)*5%/(2.5 В В - 0.4 В) 747:
748: // res4 = (float)dd*5.0/4095.0; //Uref= 4.98 В, АЦП 12- ти розрядне (
(4095)
749: // res4 = ((res4*1000)/200.3-4.19)*24/3.53; //град С 750:
751: // res2 = (float)bb*5.0/4095.0; //Uref= 4.98 В, АЦП 12- ти розрядне ( (4095)
752: // res2 = ((res2 - 0.835)*100/3)/(1.0546-0.00216*res4); // % Вологіст
ТЬ
753:
754: //ftoa(res1, RESULT);
755: FloatToStr(res1,RESULT);
756: Glcd_Write_Text(RESULT,5,4,2); 757:
758: //ftoa(res2, RESULT);
759: FloatToStr(res2,RESULT);
760: // res = strncpy(HUMANITY,RESULT,4); // copies first 4 characters form the string
'txt_sub' to 'txt'
761: Glcd_Write_Text(RESULT,5,5,2); 762:
763: //ftoa(res3, RESULT);
764: FloatToStr(res3,RESULT);

```

```

765:    Glcd_Write_Text(RESULT,5,6,2); 766:
767:    //ftoa(res4, RESULT);
768:    FloatToStr(res4,RESULT);
769:    Glcd_Write_Text(RESULT,5,7,2); 770:
771: //-----

772:
773: //*****
773: /*    nn.c    2.0                © Petro Raiter 2013    *
774: //*****/

775: //include <stdio.h>
776: //include <stdlib.h>
777: //include <time.h>
778: //include <math.h>
779:
780: // test Input values 781:
782: //    Input[0]=0.395;
783: //    Input[1]=0.3585466666666666;
784: //
785: //    Input[0]=0.565;
786: //    Input[1]=0.4364133333333333;
787: //
788: //    Input[0]=0.265;
789: //    Input[1]=0.3273066666666667; 790:
791: //    Output[0]=0.43224;
792: //    Output[0]=0.2753;
793: //    Output[0]=0.51609; 794:
795:    Input[0]=(velocity - 415)/30; 796:
796:    Input[1]=(res3-0)/2; 797:
798: // First hidden layer 799:
800:    for( jj = 0 ; jj <= NumHidden1-1 ; jj++ ) { // Num neuron 1 hidden layer
801:        SumH1[jj] = Nbias1[jj]; 802:
803:    }
804:    for( jj = 0 ; jj <= NumHidden1-1 ; jj++ ) {
805:        for( ii = 0 ; ii <= NumInput-1 ; ii++ ) { // Num neuron input layer
806:            buf=NWeightIH1[jj][ii]*Input[ii];

```

```

807:         SumH1[jj]=buf+SumH1[jj];
808:     }
809:     Hidden1[jj] = ((2/(1 + exp((-2)*SumH1[jj])))-1) ;
810: } 811:
812: //output layer
813:     for( kk = 0 ; kk <= NumOutput-1 ; kk++ ) { // Num neuron output lay yer
814:         SumO[kk] = Nbias2[kk];
815:         for( pp = 0 ; pp <= NumHidden1-1 ; pp++ ) { // Num neuron 1 hidde en layer
816:             buf=Hidden1[pp]*NWeightHO[kk][pp];
817:             SumO[kk]= buf+SumO[kk];
818:         }
819:     }
820:     Output[0] =1/(1 + exp((-1)*SumO[0])); // Sigmoidal Outputs 821:
822: // Kcv = Output[0];
823: Kcv=Output[0]*600+7950;
824: FloatToStr(Kcv,RESULT);
825: Glcd_Write_Text(RESULT,5,2,2);
826: //-----

827: // someText = "MJ "; //натиснути *
828: // Glcd_Write_Text(someText,5,3,4); 829:
830: delay_ms(500);
831: // Glcd_Fill(0x00); 832:
833: //-----
834: while (LATF.B1==1);
835: {
836: };
837:
838: while (LATF.B1==0)
839: {
840: };
841: };
842: };
843: //--- Push_Sensors_on-----
844: if (kp == 35)
845: {
846: Glcd_Fill(0x00);
847: someText = "Read Sensors"; //натиснути *
848: Glcd_Write_Text(someText,5,1,2); 849:
Delay1S();
850:
851: aa_max = 0;
852: while (1)
853: { 854:
855: //Wait:

```


Продовження додатку Д

```

856: //   if (PORTF.B7 == 1) goto Wait;
857:     aa5 = 0;
858:     bb5 = 0;
859:     cc5 = 0;
860:     dd5 = 0; 861:
862: /*for (i=0;i<10;i++) {

863: //     aa = getADC(0);

864: //     aa5 = aa5 + aa; 865:

866:     bb = getADC(1);

867:     bb5 = bb5+ bb;

868:     Delay_us(100); 869:

870:     cc = getADC(2);

871:     cc5 = cc5 + cc;

872:     Delay_us(100); 873:

874:     dd = getADC(3);

875:     dd5 = dd5 + dd;

876:     Delay_us(100);

877:     }
878: */
879: //     aa = aa5/5;

880: //     bb = bb5/10;

881: //     cc = cc5/10;

882: //     dd = dd5/10; 883:

884:     aa = getADC(0);
885:     bb = getADC(1);
886:     cc = getADC(2);
887:     dd = getADC(3); 888:
889: //Вилловлювання максимуму при наростанні тиску і відображення тиску припадінні йо о

890: //     if (aa >= ) {
891:     if (aa > aa_max) {
892:     aa_max = aa;
893:     }
894:     else if (aa < 1640) {
895:     aa_max = 2048 - aa;
896:     }

```

Закінчення додатку Д

```

897: //Закінчення вставки
898: //      aa = 10;
899: //      bb = 100;
900: //      cc = 1000;
901: //      dd = 10000; 902:
903:
904:      res1 = (float)aa_max*5.0/4095.0;    //Uref= 4.98 В, АЦП 12- ти розряд дне (4095)
905:      res1 = (((res1 - 2.55)*25)*0.1333)*1.8783; //Тиск мм рт.ст. P= (((U В - 2.5599)/2 В)*50
мм рт.ст.)*0.1333 кПа/мм рт.ст 906:
907:      res3 = (float)cc*5.0/4095.0;    //Uref= 4.98 В, АЦП 12- ти розрядне ( (4095)
908:      res3 = (res3-0.4)*5/2.1;        //% Вміст CO2 CO2= (U-0.4)*5%/(2.5 В
В - 0.4 В)
909:
910:      res4 = (float)dd*5.0/4095.0;    //Uref= 4.98 В, АЦП 12- ти розрядне (
(4095)
911:      res4 = ((res4*1000)/200.3-4.19)*24/3.53; //град С 912:
913:      res2 = (float)bb*5.0/4095.0;    //Uref= 4.98 В, АЦП 12- ти розрядне ( (4095)
914:      res2 = ((res2 - 0.835)*100/3)/(1.0546-0.00216*res4);    //% Вологіст
ТЬ
915:
916:      //ftoa(res1, RESULT);
917:      FloatToStr(res1,RESULT);
918:      Glcd_Write_Text(RESULT,5,2,2); 919:
920:      //ftoa(res2, RESULT);
921:      FloatToStr(res2,RESULT);
922: //      res = strncpy(HUMANITY,RESULT,4); // copies first 4 characters form the string
'txt_sub' to 'txt'
923:      Glcd_Write_Text(RESULT,5,3,2); 924:
925:      //ftoa(res3, RESULT);
926:      FloatToStr(res3,RESULT);
927:      Glcd_Write_Text(RESULT,5,4,2); 928:
929:      //ftoa(res4, RESULT);
930:      FloatToStr(res4,RESULT);
931:      Glcd_Write_Text(RESULT,5,5,2); 932:
933:
934:      delay_ms(2000);
935:      Glcd_Fill(0x00);
936:  };
937: };
938: }while (1);
939: }

```

ДОДАТОК Е

Дослідження проб природного газу хімічною лабораторією

ПАТ «Івано-Франківськгаз»

ПАТ «Івано-Франківськгаз»

Хіміялабораторія

Аналіз газу № 81

Дата відбору проби: 03. 10.15

Місце відбору проби: ГРС Угернів

Б. №20

Умови відбору проби: Температура : 0,5 Тиск : 12,4 атм

Фізико-хімічні показники (ФХП) нар. газу Т °C тиск МПа

Результати аналізу:

Найменування ФХП газу	Фактичні результати аналізу газу
Метан (C1)	96,5480
Етан (C2)	1,7910
Пропан (C3)	0,5750
ізо-Бутан (iC4)	0,0910
н-Бутан (nC4)	0,0950
нео-Пентан (neoC4)	0,0010
ізо-Пентан (iC5)	0,0190
н-Пентан (nC5)	0,0140
Гексан + вище (C6+вище)	0,0130
Кисень (O2)	0,0280
Азот (N2)	0,7310
Двоокис вуглецю (CO2)	0,0940
Густина відносна, кг/м ³	0,5770
Густина хроматографіч, кг/м ³	0,6953
Нижча теплота згоріння, ккал/м ³	8146
(МДж/м ³) (за стандартними умовами)	34,1057
Число Воббе (вище), ккал/м ³	11895

Зав. хіміялабораторії



Хамик Г.В.

Дата аналізу: 04.10.2015

Файл хроматограма: C:\Моніторинг\2.90\Пробки\Хім.Лаб\ар44.1_С:\Аналіз\2.90\Пробки\Хім.Лаб\ар44.1_

Продовження додатку Е

ПАТ "Івано-Франківськгаз"

Хіміялабораторія

Аналіз газу № 499

Дата відбору проби: 5.11.15

Місце відбору проби: ГРС Стримба балон №14

Умови відбору проби: Температура: _____ Тиск: _____ атм

Фізико-хімічні показники (ФХП) пар. газу T _____ °C тиск _____ МПа

Результати аналізу:

Найменування ФХП газу	Фактичні результати аналізу газу
Метан (C1)	93,0500
Етан: (C2)	3,3300
Пропан (C3)	1,3140
ізо-Бутан (iC4)	0,2560
n-Бутан (nC4)	0,4700
нео-Пентан (neoC4)	0,0020
ізо-Пентан (iC5)	0,1680
n-Пентан (nC5)	0,1460
Гексан + вищ. (C6+вищ.)	0,2530
Кисень (O2)	0,0240
Азот (N2)	0,5270
Двоокис вуглецю (CO2)	0,4600
Густина відносна, кг/м ³	0,6145
Густина хроматографічн. кг/м ³	0,7405
Нижча теплота згоряння, ккал/м ³	8577
(МДж/м ³) (за стандартними умовами)	35,9102
Число Воббе (вище), ккал/м ³	12114

Зав.хім.лабораторії

Хомик Г.В.

Дата аналізу 06.11.2015

Файл: хроматосервіс_С:\Аналітики 2_5\Пробсти\Хім\Лаб_впр\233_2_С\Аналітики 2_5\Пробсти\Хім\Лаб_впр\233_1_

Продовження додатку Е

ПАТ "Івано-Франківськгаз"

Хімлабораторія

Аналіз газу № 41

Дата відбору проби: 20.10.15

Місце відбору проби: ГРС Угорців

Умови відбору проби: Температура: Тиск: атм

Фізико-хімічні показники (ФХП) пар. газу T °C тиск МПа

Результати аналізу:

Найменування ФХП газу	Фактичні результати аналізу газу	
Метан (C1)	95,5890	
Етан (C2)	2,2150	
Пропан (C3)	0,7680	
ізо-Бутан (iC4)	0,1350	
n-Бутан (nC4)	0,2130	
нео-Пентан (neoC4)	0,0020	
ізо-Пентан (iC5)	0,0640	
n-Пентан (nC5)	0,0530	
Гексан + вищ.	C6+вищ.	0,0830
Кисень (O2)	0,0250	
Азот (N2)	0,6370	
Двоокис вуглецю (CO2)	0,2160	
Густина відносна, кг/м ³	0,5877	
Густина хроматографічн кг/м ³	0,7082	
Нижча теплота згоріння, ккал/м ³	8271	
(МДж/м ³) (за стандартними умовами)	34,6290	
Число Воббе (вище), ккал/м ³	11960	

Зав.хім.лабораторії

Т. Веліч

Холник Г.В.

Дата аналізу 21.10.2015

Файл хроматограма: C:\Аналітики\2.9\Проекти\Хімлаб\exp\2015\С\Аналітика\2.9\Проекти\Хімлаб\exp\20.10.15

Закінчення додатку Е

ПАТ "Івано-Франківськгаз"

Хіміялабораторія

Аналіз газу № 498

Дата відбору проби: 5.12.15

Місце відбору проби: ГРС Ужгород батон №19

Умови відбору проби: Температура : 10,6 Тиск : 13,8 атм

Фізико-хімічні показники (ФХП) пар. газу T _____ °C тиск _____ МПа

Результати аналізу:

Найменування ФХП газу	Фактичні результати аналізу газу
Метан (C1)	92,7330
Етан (C2)	4,8230
Пропан (C3)	0,2040
ізо-Бутан (iC4)	0,0150
н-Бутан (nC4)	0,0210
нео-Пентан (neoC4)	0
ізо-Пентан (iC5)	0,0060
н-Пентан (nC5)	0,0070
Гексан + вищ. C6+вищ.	0,0880
Кисень (O2)	0,0240
Азот (N2)	0,4390
Діокис вуглецю (CO2)	1,6400
Густина відносна, кг/м ³	0,6012
Густина хроматографічн. кг/м ³	0,7244
Нижча теплота згоряння ккал/м ³	8180
(МДж/м ³) (за стандартними умовами)	34,2480
Число Воббе (вище), ккал/м ³	11694

Зав.хім.лабораторії _____  **ДОПІЛДОК** Хомик Г.В.

Дата аналізу 06.12.2015

Файл хромограми: C:\Аналітики\2.5\Проекти\Хім.Лаб.апр\251.1, C:\Аналітики\2.5\Проекти\Хім.Лаб.апр\251.2.

ДОДАТОК Ж

Протоколи експериментальних досліджень взірця приладу для експрес-контролю
теплоти згорання природного газу

Івано-Франківський національний
(підприємство, організація)
технічний університет нафти і газу

ЗАТВЕРДЖЕНО:
Директор НДІ НГЕіЕ
проф. Карпаш М.О.



ПРОТОКОЛ № 1 від 6.10.2015

вимірювання нижчої теплоти згорання природного газу

1. Відповідно до замовлення (заявки) _____ проведено вимірювання нижчої теплоти згорання проби природного газу (ккал/м³), що нормується ГОСТ 5542-87, наданої хімічною лабораторією ПАТ «Івано-Франківськгаз»
2. Засоби контролю: дослідний взірець приладу для експрес-контролю теплоти згорання природного газу
3. Результати вимірювань наведено у таблиці 1

Таблиця 1 – Результати вимірювання проби газу

№ вимірювання	Хімічний аналіз		Прилад			
	Вміст діоксиду вуглецю CO ₂ , %	Нижча теплота згорання, Q, ккал/м ³	Вміст діоксиду вуглецю CO ₂ , %	Швидкість поширення УЗК, V, м/с	Температура, t°С	Нижча теплота згорання, Q, ккал/м ³
1	0,0940	8146	0,14	437	11,9	8182
2	0,0940	8146	0,14	438	11,6	8172
3	0,0940	8146	0,14	438	11,7	8173
4	0,0940	8146	0,12	438	11,5	8175
5	0,0940	8146	0,14	439	12,0	8169
6	0,0940	8146	0,14	438	12,0	8169
7	0,0940	8146	0,12	439	11,7	8173

Проба відібрана ПАТ «Івано-Франківськгаз» №81 (Місце відбору проби: ГРС «Угринів»).

Вимірювання провели:

(підпис)
(підпис)
(підпис)

п.н.с. НДІ НГЕіЕ, Яворський А.В.
(посада, ПІБ)

с.н.с. НДІ НГЕіЕ, Ващишак І.Р.
(посада, ПІБ)

асп. каф. ЕМ і ТД, Височанський І.І.
(посада, ПІБ)

Івано-Франківський національний
(підприємство, організація)
технічний університет нафти і газу

ЗАТВЕРДЖЕНО:
Директор НДІ НГЕіЕ
проф. Карпаш М.О.
22.10.15
(дата)

ПРОТОКОЛ № 2 від 22.10.2015

вимірювання нижчої теплоти згорання природного газу

1. Відповідно до замовлення (заявки) _____ проведено вимірювання нижчої теплоти згорання проби природного газу (ккал/м³), що нормується ГОСТ 5542-87, наданої хімічною лабораторією ПАТ «Івано-Франківськгаз»
2. Засоби контролю: дослідний взірець приладу для експрес-контролю теплоти згорання природного газу
3. Результати вимірювань наведено у таблиці 1

Таблиця 1 – Результати вимірювання проби газу

№ вимірювання	Хімічний аналіз		Прилад			
	Вміст діоксиду вуглецю CO ₂ , %	Нижча теплота згорання, Q, ккал/м ³	Вміст діоксиду вуглецю CO ₂ , %	Швидкість поширення УЗК, V, м/с	Температура, t°С	Нижча теплота згорання, Q, ккал/м ³
1	0,2160	8271	0,26	433	11,3	8207
2	0,2160	8271	0,28	433	11,1	8200
3	0,2160	8271	0,26	434	10,9	8197
4	0,2160	8271	0,26	433	11,9	8201
5	0,2160	8271	0,26	433	11,4	8204
6	0,2160	8271	0,26	433	11,0	8196
7	0,2160	8271	0,26	433	11,3	8197
8	0,2160	8271	0,26	434	10,7	8192
9	0,2160	8271	0,26	433	9,9	8196
10	0,2160	8271	0,26	434	10,7	8192
11	0,2160	8271	0,26	434	9,3	8191
12	0,2160	8271	0,26	434	9,4	8187
13	0,2160	8271	0,26	433	7,0	8186

Проба відібрана ПАТ «Івано-Франківськгаз» №41 (Місце відбору проби: ГРС «Угринів»).

Вимірювання провели:

(підпис)

(підпис)

(підпис)

п.н.с. НДІ НГЕіЕ, Яворський А.В.
(посада, ПІБ)

с.н.с. НДІ НГЕіЕ, Ващишак І.Р.
(посада, ПІБ)

асп. каф. ЕМ і ТД, Височанський І.І.
(посада, ПІБ)

Івано-Франківський національний
(підприємство, організація)
технічний університет нафти і газу

ЗАТВЕРДЖЕНО:
Директор НДІ НГЕіЕ
проф. Карпаш М.О.
22.10.15
(дата)

ПРОТОКОЛ № 3 від 22.10.2015

вимірювання нижчої теплоти згорання природного газу

1. Відповідно до замовлення (заявки) _____ проведено вимірювання нижчої теплоти згорання проби природного газу (ккал/м³), що нормується ГОСТ 5542-87, наданої хімічною лабораторією ПАТ «Івано-Франківськгаз»
2. Засоби контролю: дослідний взірець приладу для експрес-контролю теплоти згорання природного газу
3. Результати вимірювань наведено у таблиці 1

Таблиця 1 – Результати вимірювання проби газу

№ вимірю- вання	Хімічний аналіз		Прилад			
	Вміст діоксиду вуглецю CO ₂ , %	Нижча теплота згорання, Q, ккал/м ³	Вміст діоксиду вуглецю CO ₂ , %	Швидкість поширення УЗК, V, м/с	Температура, t°С	Нижча теплота згорання, Q, ккал/м ³
1	0,2160	8271	0,26	433	9,3	8202
2	0,2160	8271	0,26	434	9,3	8196
3	0,2160	8271	0,26	434	11,6	8195
4	0,2160	8271	0,28	434	11,7	8194
5	0,2160	8271	0,26	433	11,7	8201
6	0,2160	8271	0,3	434	11,8	8195
7	0,2160	8271	0,28	433	11,9	8192

Проба відібрана ПАТ «Івано-Франківськгаз» №41 (Місце відбору проби: ГРС «Угринів»).

Вимірювання провели:


(підпис)

п.н.с. НДІ НГЕіЕ, Яворський А.В.
(посада, ПІБ)


(підпис)

с.н.с. НДІ НГЕіЕ, Ващишак І.Р.
(посада, ПІБ)


(підпис)

асп. каф. ЕМ і ТД, Височанський І.І.
(посада, ПІБ)

Івано-Франківський національний
(підприємство, організація)
технічний університет нафти і газу

ЗАТВЕРДЖЕНО:
Директор НДІ НГЕіЕ
проф. Карпаш М.О.
6.11.15
(дата)

ПРОТОКОЛ № 4 від 6.11.2015

вимірювання нижчої теплоти згорання природного газу

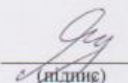
1. Відповідно до замовлення (заявки) _____ проведено вимірювання нижчої теплоти згорання проби природного газу (ккал/м³), що нормується ГОСТ 5542-87, наданої хімічною лабораторією ПАТ «Івано-Франківськгаз»
2. Засоби контролю: дослідний взірець приладу для експрес-контролю теплоти згорання природного газу
3. Результати вимірювань наведено у таблиці 1

Таблиця 1 – Результати вимірювання проби газу


№ вимірювання	Хімічний аналіз		Прилад			
	Вміст діоксиду вуглецю CO ₂ , %	Нижча теплота згорання, Q, ккал/м ³	Вміст діоксиду вуглецю CO ₂ , %	Швидкість поширення УЗК, V, м/с	Температура, t°С	Нижча теплота згорання, Q, ккал/м ³
1	0,4600	8577	0,5459	402	10,1	8525
2	0,4600	8577	0,6160	410	11,2	8510
3	0,4600	8577	0,5471	409	11,8	8523
4	0,4600	8577	0,5218	409	12,2	8550
5	0,4600	8577	0,5217	409	11,3	8557
6	0,4600	8577	0,5241	410	12,0	8574
7	0,4600	8577	0,5945	412	12,7	8536

Проба відібрана ПАТ «Івано-Франківськгаз» №499 (Місце відбору проби: ГРС «Стримба»).

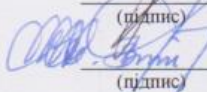
Вимірювання провели:


(підпис)

п.н.с. НДІ НГЕіЕ, Яворський А.В.
(посада, ПІБ)


(підпис)

с.н.с. НДІ НГЕіЕ, Ващишак І.Р.
(посада, ПІБ)


(підпис)

асп. каф. ЕМ і ТД, Височанський І.І.
(посада, ПІБ)

Івано-Франківський національний
(підприємство, організація)
технічний університет нафти і газу



ЗАТВЕРДЖЕНО:

Директор НДІ НГЕіЕ

проф. Карпаш М.О.

16.11.15

(дата)

ПРОТОКОЛ № 5 від 16.11.2015
вимірювання нижчої теплоти згорання природного газу



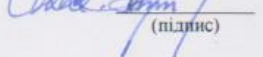
1. Відповідно до замовлення (заявки) _____ проведено вимірювання нижчої теплоти згорання проби природного газу (ккал/м³), що нормується ГОСТ 5542-87, наданої хімічною лабораторією ПАТ «Івано-Франківськгаз»
2. Засоби контролю: дослідний взірець приладу для експрес-контролю теплоти згорання природного газу
3. Результати вимірювань наведено у таблиці 1

Таблиця 1 – Результати вимірювання проби газу

№ вимірювання	Хімічний аналіз		Прилад			
	Вміст діоксиду вуглецю CO ₂ , %	Нижча теплота згорання, Q, ккал/м ³	Вміст діоксиду вуглецю CO ₂ , %	Швидкість поширення УЗК, V, м/с	Температура, t°С	Нижча теплота згорання, Q, ккал/м ³
1	0,465	8546	0,5456	409	11,8	8522
2	0,465	8546	0,5212	409	12,2	8516
3	0,465	8546	0,5218	410	12,2	8512
4	0,465	8546	0,5224	410	12,5	8503
5	0,465	8546	0,5238	410	12,5	8495

Проба відібрана ПАТ «Івано-Франківськгаз» №381 (Місце відбору проби: ГРС «Угринів»).

Вимірювання провели:


(підпис)

(підпис)

(підпис)

п.н.с. НДІ НГЕіЕ, Яворський А.В.
(посада, ПІБ)

с.н.с. НДІ НГЕіЕ, Вашишак І.Р.
(посада, ПІБ)

асп. каф. ЕМ і ТД, Височанський І.І.
(посада, ПІБ)

Івано-Франківський національний
(підприємство, організація)
технічний університет нафти і газу

ЗАТВЕРДЖЕНО:
Директор НДІ НГЕіЕ
проф. Карпаш М.О.
17.11.15
(дата)

ПРОТОКОЛ № 6 від 17.11.2015
вимірювання нижчої теплоти згорання природного газу



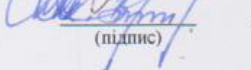
1. Відповідно до замовлення (заявки) _____ проведено вимірювання нижчої теплоти згорання проби природного газу (ккал/м³), що нормується ГОСТ 5542-87, наданої хімічною лабораторією ПАТ «Івано-Франківськгаз»
2. Засоби контролю: дослідний взірець приладу для експрес-контролю теплоти згорання природного газу
3. Результати вимірювань наведено у таблиці 1

Таблиця 1 – Результати вимірювання проби газу

№ вимірювання	Хімічний аналіз		Прилад			
	Вміст діоксиду вуглецю CO ₂ , %	Нижча теплота згорання, Q, ккал/м ³	Вміст діоксиду вуглецю CO ₂ , %	Швидкість поширення УЗК, V, м/с	Температура, t°С	Нижча теплота згорання, Q, ккал/м ³
1	0,465	8546	0,5924	411	4,3	8512
2	0,465	8546	0,5706	412	8,0	8529
3	0,465	8546	0,5948	413	9,1	8561
4	0,465	8546	0,5462	412	5,4	8486
5	0,465	8546	0,5479	411	2,8	8485
6	0,465	8546	0,5715	412	5,2	8526
7	0,465	8546	0,5488	412	6,2	8490

Проба відібрана ПАТ «Івано-Франківськгаз» №381 (Місце відбору проби: ГРС «Угринів»).

Вимірювання провели:


(підпис)

(підпис)

(підпис)

п.н.с. НДІ НГЕіЕ, Яворський А.В.

(посада, ПІБ)

с.н.с. НДІ НГЕіЕ, Ващишак І.Р.

(посада, ПІБ)

асп. каф. ЕМ і ТД, Височанський І.І.

(посада, ПІБ)

Івано-Франківський національний
(підприємство, організація)
технічний університет нафти і газу



ЗАТВЕРДЖЕНО:

Директор НДІ НГЕіЕ

проф. Карпаш М.О.

16.11.15
(дата)

ПРОТОКОЛ № 7 від 16.11.2015
вимірювання нижчої теплоти згорання природного газу


1. Відповідно до замовлення (заявки) _____ проведено вимірювання нижчої теплоти згорання проби природного газу (ккал/м³), що нормується ГОСТ 5542-87, наданої хімічною лабораторією ПАТ «Івано-Франківськгаз»
2. Засоби контролю: дослідний взірєць приладу для експрес-контролю теплоти згорання природного газу
3. Результати вимірювань наведено у таблиці 1

Таблиця 1 – Результати вимірювання проби газу

№ вимірювання	Хімічний аналіз		Прилад			
	Вміст діоксиду вуглецю CO ₂ , %	Нижча теплота згорання, Q, ккал/м ³	Вміст діоксиду вуглецю CO ₂ , %	Швидкість поширення УЗК, V, м/с	Температура, t°С	Нижча теплота згорання, Q, ккал/м ³
1	0,7200	8520	0,7625	410	11,7	8555
2	0,7200	8520	0,8088	411	11,5	8567
3	0,7200	8520	0,7863	411	11,4	8562
4	0,7200	8520	0,8078	411	11,7	8560
5	0,7200	8520	0,7846	411	11,6	8560

Проба відібрана ПАТ «Івано-Франківськгаз» №384 (Місце відбору проби: ГРС «Стримба»).

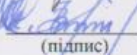
Вимірювання провели:


(підпис)

п.н.с. НДІ НГЕіЕ, Яворський А.В.
(посада, ПІБ)


(підпис)

с.н.с. НДІ НГЕіЕ, Ващишак І.Р.
(посада, ПІБ)


(підпис)

асп. каф. ЕМ і ТД, Височанський І.І.
(посада, ПІБ)

Івано-Франківський національний
(підприємство, організація)
технічний університет нафти і газу

ЗАТВЕРДЖЕНО:

Директор НДІ НГЕіЕ

проф. Карпаш М.О.

12.11.15
(дата)

ПРОТОКОЛ № 8 від 17.11.2015

вимірювання нижчої теплоти згорання природного газу

1. Відповідно до замовлення (заявки) _____ проведено вимірювання нижчої теплоти згорання проби природного газу (ккал/м³), що нормується ГОСТ 5542-87, наданої хімічною лабораторією ПАТ «Івано-Франківськгаз»
2. Засоби контролю: дослідний взірець приладу для експрес-контролю теплоти згорання природного газу
3. Результати вимірювань наведено у таблиці 1

Таблиця 1 – Результати вимірювання проби газу

№ вимірювання	Хімічний аналіз		Прилад			
	Вміст діоксиду вуглецю CO ₂ , %	Нижча теплота згорання, Q, ккал/м ³	Вміст діоксиду вуглецю CO ₂ , %	Швидкість поширення УЗК, V, м/с	Температура, t°С	Нижча теплота згорання, Q, ккал/м ³
1	0,7200	8520	0,5070	406	5,9	8504
2	0,7200	8520	0,8076	406	6,2	8504
3	0,7200	8520	0,8070	406	8,5	8508
4	0,7200	8520	0,8090	407	8,7	8536
5	0,7200	8520	0,8099	408	8,8	8557
6	0,7200	8520	0,8311	409	7,1	8569
7	0,7200	8520	0,8345	409	8,5	8570

Проба відібрана ПАТ «Івано-Франківськгаз» №384 (Місце відбору проби: ГРС «Стримба»).

Вимірювання провели:

(підпис)

(підпис)

(підпис)

п.н.с. НДІ НГЕіЕ, Яворський А.В.

(посада, ПІБ)

с.н.с. НДІ НГЕіЕ, Вашишак І.Р.

(посада, ПІБ)

асп. каф. ЕМ і ТД, Височанський І.І.

(посада, ПІБ)

Івано-Франківський національний
(підприємство, організація)
технічний університет нафти і газу

ЗАТВЕРДЖЕНО:
Директор НДІ НГЕіЕ
проф. Карпаш М.О.



ПРОТОКОЛ № 9 від 9.12.2015

вимірювання нижчої теплоти згорання природного газу

1. Відповідно до замовлення (заявки) _____ проведено вимірювання нижчої теплоти згорання проби природного газу (ккал/м³), що нормується ГОСТ 5542-87, наданої хімічною лабораторією ПАТ «Івано-Франківськгаз»
2. Засоби контролю: дослідний взірєць приладу для експрес-контролю теплоти згорання природного газу
3. Результати вимірювань наведено у таблиці 1

Таблиця 1 – Результати вимірювання проби газу

№ вимірювання	Хімічний аналіз		Прилад			
	Вміст діоксиду вуглецю CO ₂ , %	Нижча теплота згорання, Q, ккал/м ³	Вміст діоксиду вуглецю CO ₂ , %	Швидкість поширення УЗК, V, м/с	Температура, t°С	Нижча теплота згорання, Q, ккал/м ³
1	1,6400	8180	1,8131	414	13,4	8213
2	1,6400	8180	1,8884	414	13,7	8212
3	1,6400	8180	1,6668	414	13,8	8236
4	1,6400	8180	1,6962	414	14,2	8242
5	1,6400	8180	1,7146	414	14,9	8246
6	1,6400	8180	1,7113	414	14,6	8250
7	1,6400	8180	1,7387	414	14,9	8251

Проба відібрана ПАТ «Івано-Франківськгаз» №498 (Місце відбору проби: ГРС «Угринів»).

Вимірювання провели:

(підпис)
(підпис)
(підпис)

п.н.с. НДІ НГЕіЕ, Яворський А.В.
(посада, ПІБ)

с.н.с. НДІ НГЕіЕ, Ващишак І.Р.
(посада, ПІБ)

асп. каф. ЕМ і ТД, Височанський І.І.
(посада, ПІБ)

ДОДАТОК К

Протоколи промислової апробації дослідного взірця приладу для експрес-контролю теплоти згорання природного газу

Івано-Франківський національний
(підприємство, організація)
технічний університет нафти і газу



ЗАТВЕРДЖЕНО:
Директор НДІ НГЕіЕ
проф. Карпаш М.О.

(дата)

ПРОТОКОЛ № 1 від 25.07.2018р.

вимірювання нижчої теплоти згорання природного газу
(Проведення промислової апробації дослідного взірця приладу для експрес-контролю теплоти згорання природного газу)

1. На базі лабораторії перевірки промислових лічильників газу на природному газі ПАТ «Івано-Франківськгаз», з метою промислової апробації взірця приладу для експрес-контролю теплоти згорання природного газу, проведено багаторазові вимірювання значення нижчої теплоти згорання проби природного газу (ккал/м³) безпосередньо на газовій магістралі низького тиску.
2. Відповідно проведено паралельне вимірювання нижчої теплоти згорання проби природного газу (ккал/м³), яка відібрана з газової магістралі, що нормується ГОСТ 5542-87, хімічною лабораторією ПАТ «Івано-Франківськгаз».
3. Засоби контролю: дослідний взірець приладу для експрес-контролю теплоти згорання природного газу.
4. Результати вимірювань наведено у таблиці 1.

Таблиця 1 – Результати вимірювання нижчої теплоти згорання природного газу

№ вимірювання	Хімічний аналіз		Прилад			
	Вміст діоксиду вуглецю CO ₂ , %	Нижча теплота згорання, Q, ккал/м ³	Вміст діоксиду вуглецю CO ₂ , %	Швидкість поширення УЗК, V, м/с	Температура, t°С	Нижча теплота згорання, Q, ккал/м ³
1	0,628	8598	0,644	411,4	28,4	8544
2			0,644	411,5	29,1	8541
3			0,644	411,9	29,4	8554
4			0,645	412,2	32,1	8539
5			0,645	412,4	32,1	8547
6			0,644	412,7	32,1	8558
7			0,644	412,4	32,1	8561

Проба відібрана ПАТ «Івано-Франківськгаз» №01. (Місце відбору проби: ГРС Угринів).

Вимірювання провели:

(підпис)

п.н.с. НДІ НГЕіЕ, Рибіцький І.В.
(посада, ПІБ)

(підпис)

с.н.с. НДІ НГЕіЕ, Дойчик В.М.
(посада, ПІБ)

(підпис)

асп. каф. ЕМ і ТД, Височанський І.І.
(посада, ПІБ)

Івано-Франківський національний
(підприємство, організація)
технічний університет нафти і газу



ЗАТВЕРДЖЕНО:
Директор НДІ НГЕіЕ
проф. Карпаш М.О.
01.08.16
(дата)

ПРОТОКОЛ № 2 від 01.08.2016р.

вимірювання нижчої теплоти згорання природного газу
(Проведення промислової апробації дослідного взірця приладу
для експрес-контролю теплоти згорання природного газу)

1. На базі лабораторії перевірки промислових лічильників газу на природному газі ПАТ «Івано-Франківськгаз», з метою промислової апробації взірця приладу для експрес-контролю теплоти згорання природного газу, проведено багаторазові вимірювання значення нижчої теплоти згорання проби природного газу (ккал/м³) безпосередньо на газовій магістралі низького тиску.
2. Відповідно проведено паралельне вимірювання нижчої теплоти згорання проби природного газу (ккал/м³), яка відібрана з газової магістралі, що нормується ГОСТ 5542-87, хімічною лабораторією ПАТ «Івано-Франківськгаз».
3. Засоби контролю: дослідний взірець приладу для експрес-контролю теплоти згорання природного газу.
4. Результати вимірювань наведено у таблиці 1.

Таблиця 1 – Результати вимірювання нижчої теплоти згорання природного газу

№ вимірювання	Хімічний аналіз		Прилад			
	Вміст діоксиду вуглецю CO ₂ , %	Нижча теплота згорання, Q, ккал/м ³	Вміст діоксиду вуглецю CO ₂ , %	Швидкість поширення УЗК, V, м/с	Температура, t°С	Нижча теплота згорання, Q, ккал/м ³
1	0,667	8566	0,672	413,4	32,1	8583
2			0,672	413,4	32,3	8584
3			0,668	413,5	32,1	8591
4			0,668	413,5	32,6	8593
5			0,668	413,5	32,6	8593
6			0,672	413,7	32,8	8600
7			0,672	413,9	32,8	8609

Проба відібрана ПАТ «Івано-Франківськгаз» №02. (Місце відбору проби: ГРС Угрінів).

Вимірювання провели:

(підпис)

п.н.с. НДІ НГЕіЕ, Рибіцький І.В.

(посада, ПІБ)

(підпис)

с.н.с. НДІ НГЕіЕ, Дойчик В.М.

(посада, ПІБ)

(підпис)

асп. каф. ЕМ і ТД, Височанський І.І.

(посада, ПІБ)

Продовження додатку К

ПАТ "Івано-Франківськгаз"

Хімлабораторія

Протокол аналізу газу № 01

Дата відбору проби: 25.07.16

Місце відбору проби: ГРС Угринів

Умови відбору проби: Температура : Тиск: атм

Фізико-хімічні показники (ФХП) пар. газу T °C тиск МПа

Результати аналізу:

Найменування ФХП газу	Фактичні результати аналізу газу
Метан (C1)	92,4650
Етан (C2)	3,5440
Пропан (C3)	1,5590
ізо-Бутан (iC4)	0,2770
n-Бутан (nC4)	0,5130
нео-Пентан (неоC4)	0,0030
ізо-Пентан (iC5)	0,1620
n-Пентан (nC5)	0,1300
Гексан + вищ. (C6+вищ.)	0,1910
Кисень (O2)	0,0030
Азот (N2)	0,5250
Діюкис вуглецю (CO2)	0,6280
Густина відносна, кг/м ³	0,6186
Густина хроматографічн кг/м ³	0,7454
Нижча теплота згоряння ккал/м ³	8598
(МДж/м ³) (за стандартними умовами)	35,9981
Число Воббе (вище), ккал/м ³	12102

Зав.хім.лабораторії



Хомик Г.В.

Дата аналізу: 26.07.2016

Файл хроматограми: C:\Аналитик 2.5\Проекты\ХімЛаб.apr\383.1; C:\Аналитик 2.5\Проекты\ХімЛаб.apr\383.2.

Закінчення додатку К

ПАТ "Ізано-Франківськгаз"

Хімлабораторія

Протокол аналізу газу № 22

Дата відбору проби: 01.08.16

Місце відбору проби: ГРС Угринів

Умови відбору проби: Температура : Тиск: атм

Фізико-хімічні показники (ФХП) пар. газу T °C тиск МПа

Результати аналізу:

Найменування ФХП газу	Фактичні результати аналізу газу
Метан (C1)	92,4190
Етан (C2)	3,6090
Пропан (C3)	1,4980
ізо-Бутан (iC4)	0,2560
н-Бутан (nC4)	0,4750
нео-Пентан (neoC4)	0,0020
ізо-Пентан (iC5)	0,1330
н-Пентан (nC5)	0,1150
Гексан + вищ. (C6+вищ.)	0,2080
Кисень (O2)	0,0020
Азот (N2)	0,6060
Діоксид вуглецю (CO2)	0,6770
Густина відносна, кг/м ³	0,6177
Густина хроматографічна кг/м ³	0,7443
Нижча теплота згоряння ккал/м ³	8566
(МДж/м ³) (за стандартними умовами)	35,8641
Число Воббе (вище), ккал/м ³	12067

Зав.хім.лабораторії

Хомик Г.В.

Дата аналізу: 02.08.2016

Файл хроматографії: C:\Аналітик 2.5\Проекти\ХімЛаб.анр.393.1; C:\Аналітик 2.5\Проекти\ХімЛаб.анр.393.2;

ДОДАТОК Л

Оцінка технічної відповідності приладу для визначення теплоти згорання природного газу «GAS – Hi – Q»



АКТ
оцінки технічної відповідності
приладу для визначення теплоти згорання природного газу «GAS – Hi – Q»
в рамках виконання договору №178/2015

Продукція: Прилад експресконтролю теплоти згорання природного газу
Призначення продукції: опосередковане визначення нижчої теплоти згорання природного газу на основі комплексного використання результатів вимірювання швидкості поширення ультразвукових коливань і концентрації діоксиду вуглецю у відібраній пробі природного газу за допомогою алгоритмів штучних нейронних мереж, які реалізовані програмно в приладі

Ідентифікаційне маркування: Gas-Hi-Q

Виробник продукції: Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу

Діапазон вимірювань 7600 – 9000 ккал/м³

Роздільна здатність відображення теплоти згорання природного газу 1 ккал/м³

Границя невизначеності ± 0,5 МДж/м³ (приблизно 1,0 %)

Границі температурних режимів: від 5 °C до 30 °C (прилад не призначений для роботи в умовах вологості з конденсацією)

Зовнішні механічні умови M1

Зовнішні електромагнітні умови E2

Дані про умови експлуатації:

- тиск природного газу, при якому пробу подають у прилад має складати не більше 1,6 МПа;
- температура навколишнього середовища від 288 К до 308 К (від 15°C до 35°C);
- атмосферний тиск від 84,0 кПа до 106,7 кПа (від 630 мм рт. ст. до 800 мм рт. ст.);
- відносна вологість повітря не перевищує 80 %;
- напруга змінного струму, що живить апаратуру, від 187 В до 242 В;
- частота змінного струму, що живить апаратуру, (50±1) Гц.

Відповідальний виконавець теми №178/2015,


к.т.н., доцент каф. ЕМіТД


Начальник хімлабораторії

ПАТ «Івано-Франківськгаз»

Аспірант кафедри ЕМіТД

 І.В. Рибіцький

 Г.В. Хомик

 І.І. Височанський

ЗАТВЕРДЖУЮ:

Голова правління ПАТ «
Івано-Франківськгаз»

Вижук В.В.

« 28 » листопада 2016 р.

АКТ

промислової апробації «Установки контролю якості природного газу» (договір № 178/2015 між ПАТ « Івано-Франківськгаз» та ІФНТУНГ)

Робоча група у складі:

1. Височанський І.І. – технічний директор ПАТ «Івано-Франківськгаз»
2. Хомик Г.В. – начальник хім.лабораторії ПАТ «Івано-Франківськгаз»
3. Рибіцький І.В. – канд. техн. наук, доцент кафедри енергетичного менеджменту та технічної діагностики ІФНТУНГ;
4. Дойчик В.М. – с.н.с., кафедри енергетичного менеджменту та технічної діагностики ІФНТУНГ;

склали цей акт про наступне:

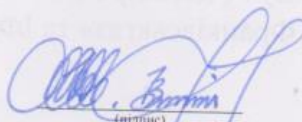
в період 05-27.07.2016 р. робоча група здійснила апробацію експериментальної установки контролю якості природного газу на ГРС Пасічна

Робоча група встановила, що в результаті проведення багаторазових вимірювань значень нижчої теплоти згорання

природного газу на вказаній установці та за технологією, що нормується ГОСТ 5542 – 87 різниця між показами не перевищує 1,5%. (протоколи додаються)

Таким чином, вважаємо, що **установка контролю якості природного газу** пройшла успішну промислову апробацію та може бути використана для промислового використання після проведення процедури оцінки відповідності.

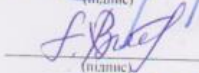
Члени робочої групи:



(підпис)

I.I. Височанський

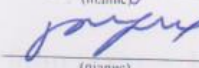
(ініціали, прізвище)



(підпис)

G.V. Хомик

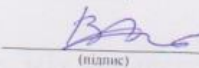
(ініціали, прізвище)



(підпис)

I.V. Рибіцький

(ініціали, прізвище)



(підпис)

V.M. Дойчик

(ініціали, прізвище)