

Міністерство освіти і науки України  
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу

*Кваліфікаційна наукова праця  
на правах рукопису*

КАПУЩАК Ярослав Степанович

УДК 621.51. 004

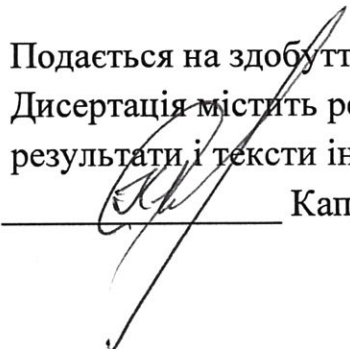
**ДИСЕРТАЦІЯ**

**ВПЛИВ КОМПОНЕНТНОГО СКЛАДУ ПРИРОДНОГО ГАЗУ НА  
ЕНЕРГОЕФЕКТИВНІСТЬ ГАЗОВИХ МЕРЕЖ**

185 – Нафтогазова інженерія та технології

18 - Виробництво та технології

Подається на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук  
Дисертація містить результати власних досліджень. Використані ідеї,  
результати і тексти інших авторів мають посилання на відповідне джерело.

  
Капущак Я.С.

Науковий керівник  
докт. техн. наук, проф.,  
Грудз В.Я.

Івано-Франківськ  
2026

## АНОТАЦІЯ

*Капущак Я.С.* Вплив компонентного складу природного газу на енергоефективність газових мереж – Кваліфікаційна наукова праця на правах рукопису.

Дисертація на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук (доктора філософії) за напрямком 18 - Виробництво та технології за спеціальністю 185 – Нафтогазова інженерія та технології. - Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, Івано-Франківськ, 2025.

Експлуатація міської газорозподільної мережі є завершальним циклом технологічного процесу газотранспортної системи, що має за мету забезпечення споживачів природним газом, що викликає необхідність в оперативному прогнозуванні режимів роботи системи. Для прогнозування поведінки системи транспорту газу в умовах міських газових мереж важливо врахувати енергетичну ємність природного газу як енергоносія для прогнозування обсягів постачання споживачів паливом. Така задача вимагає оцінки впливу компонентного складу транспортованого енергоносія на характер прийняття керівних експлуатаційних рішень. З іншого боку енергоефективна експлуатація системи газових мереж і їх технічний та гідравлічний стан мають вплив на енерговитратність транспортування газу.. Тому актуальним питанням є створення методик оцінки гідравлічного стану газотранспортної мережі і оперативного прогнозування режимів її експлуатації з урахуванням компонентного складу енергоносія..

Метою дисертаційної роботи є встановлення закономірностей впливу компонентного складу енергоносія на протікання технологічних процесів в газотранспортних мережах для оптимізації оперативного керування експлуатаційними режимами за умови високої енергоефективності.

В умовах зростання світових цін на енергоносії, вимоги до природного газу стають дедалі актуальнішими. Збільшення кількості джерел видобутку газу з різним компонентним складом та умовами підготовки до

транспортування є причиною отримання споживачем енергоносія з широким діапазоном характеристик енергоефективності, відповідно до яких має визначатися його ціна. Тому оцінка якості природного газу як палива повинна базуватися на дослідженнях залежності його енергетичних характеристик від параметрів стану (компонентного складу, вологості, наявності домішок тощо).

Сучасна міська газова мережа є невід'ємною частиною газотранспортної системи і служить для безпосереднього забезпечення споживача енергоносієм. На сучасному етапі широкого впровадження системи індивідуального енергозабезпечення споживачів відбувається скорочення і часткова ліквідація групових пунктів забезпечення споживачів тепловою енергією в опалювальний період, що призводить до перерозподілу газових потоків в міській мережі, в зв'язку з чим виникають перевантажені ділянки мережі, на яких внаслідок перевищення витрати газу спостерігається понаднормоване падіння тиску. В таких випадках виникає необхідність оцінити енергоефективність транспортування газу з метою прийняття відповідних технічних чи технологічних рішень для забезпечення надійності газопостачання.

Розглядається процес горіння вуглеводневих газів у повітряному середовищі, наведено результати досліджень впливу молекулярної маси енергоносія та коефіцієнта надлишку повітря на величину температури горіння. Побудовано математичну модель на основі принципу балансу теплової енергії в процесі горіння, яка встановлює взаємозв'язок між теплотворною здатністю вуглеводневих енергоносіїв та температурою продуктів згоряння за різних умов протікання процесу. Модель параметрично включає залежність від негорючих інгредієнтів, які можуть міститися в природному газі, та домішок водню. Запропонований алгоритм реалізації створеної математичної моделі дозволив отримати результати, що характеризують вплив молекулярної маси вуглеводневого газу і коефіцієнту надлишку повітря, а також різноманітних домішок в природному енергоносії,

на температуру продуктів згорання в числовому і графічному вигляді. Побудовані графічні залежності дозволяють оцінити вплив параметрів процесу на температуру горіння, що характеризує енергоефективність практичного використання природного газу як суміші вуглеводневих енергоносіїв. Встановлено вперше на основі аналітичних досліджень закономірності впливу негорючих інгредієнтів, що можуть міститися в природному газі, та його вологовмісту на величину температури продуктів згорання, дано оцінку впливу домішок водню в природний газ на ступінь зростання температури продуктів згорання. Отримані залежності температури продуктів згорання, яку легко виміряти в протіканні технологічних процесів, від параметрів і концентрацій домішок в природному газі можуть бути використані як критерії якості природного газу в якості енергоносія.

Розв'язано задачу про вибір критерію енергоефективності експлуатації міських газових мереж високого і середнього тисків за умови переходу до системи індивідуального енергопостачання. Показано, що в умовах суттєвого підвищення цін на природний газ і поглиблення його дефіциту міська газова мережа часто не в стані забезпечити споживачів енергоносієм в заданому обсязі, тому підхід до прогнозування її експлуатаційних режимів повинен принципово змінитися. В першу чергу це стосується області допустимих режимів, яка в таких умовах значно розширюється. За умов перезавантаження газорозподільчої мережі внаслідок зміни характеру газоспоживання велику роль надається критеріям енерговитратності транспортування газу і забезпеченню максимальної експлуатаційної надійності, що входить в сферу оптимального обслуговування.

Для оцінювання енергоефективності транспортування газу газопроводами розподільчої мережі запропоновано використати поняття коефіцієнта корисної дії мережі, який визначається відношенням корисної роботи, виконаної при забезпеченні заданого обсягу транспортування газу трубопроводами, до загальних витрат енергії. Показано, що коефіцієнт

корисної дії розподільчої мережі чи її окремих елементів відрізняється принципово від коефіцієнта її гідравлічної ефективності, який є характеристикою технічного стану системи. На основі аналітичних досліджень встановлено взаємозв'язок між ними.

Запропоновано розрахункові залежності для визначення коефіцієнта гідравлічної ефективності розгалуженого газопроводу як елемента міської газорозподільчої мережі. Проведено аналіз впливу різноманітних факторів на величину коефіцієнта гідравлічної ефективності міської газорозподільчої мережі. Наведено приклади розрахунку коефіцієнта корисної дії мережі, зроблено висновки щодо підвищення ефективності експлуатації.

Ключові слова: молекулярна маса, газозовозова мережа, коефіцієнт гідравлічної ефективності, падіння тиску, газопровід, нестационарний рух газу, коефіцієнт гідравлічного опору, масова витрата, трубопровід, газорозподільні мережі, коефіцієнт стисливості, напружений стан.

## ABSTRACT

Kapushchak Ya.S. The influence of the component composition of natural gas on the energy efficiency of gas networks – Qualification scientific work in the form of a manuscript.

Dissertation for the degree of Candidate of Technical Sciences (Doctor of Philosophy) in the direction 18 - Production and Technology in the specialty 185 - Oil and Gas Engineering and Technologies. - Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas, Ivano-Frankivsk, 2025.

Operation of the urban gas distribution network is the final cycle of the technological process of the gas transportation system, which aims to provide consumers with natural gas, which necessitates the prompt forecasting of the system's operating modes. To forecast the behavior of the gas transportation system in the conditions of urban gas networks, it is important to take into account the energy capacity of natural gas as an energy carrier for forecasting the volumes of fuel supply to consumers. Such a task requires an assessment of the impact of the component composition of the transported energy carrier on the nature of making management operational decisions. On the other hand, the energy-efficient operation of the gas network system and their technical and hydraulic condition have an impact on the energy consumption of gas transportation. Therefore, the current issue is the creation of methods for assessing the hydraulic condition of the gas transportation network and operational forecasting of its operation modes taking into account the component composition of the energy carrier.

The purpose of the dissertation is to establish the patterns of the impact of the component composition of the energy carrier on the flow of technological processes in gas transportation networks to optimize operational management of operational modes under conditions of high energy efficiency.

In conditions of increasing world prices for energy carriers, the requirements for natural gas are becoming increasingly relevant. The increase in the number of gas production sources with different component composition and conditions for preparation for transportation is the reason for the consumer to receive an energy

carrier with a wide range of energy efficiency characteristics, according to which its price should be determined. Therefore, the assessment of the quality of natural gas as a fuel should be based on studies of the dependence of its energy characteristics on the state parameters (component composition, humidity, presence of impurities, etc.).

The modern city gas network is an integral part of the gas transportation system and serves to directly provide the consumer with an energy carrier. At the current stage of widespread implementation of the system of individual energy supply of consumers, there is a reduction and partial elimination of group points of providing consumers with thermal energy during the heating period, which leads to a redistribution of gas flows in the city network, in connection with which overloaded sections of the network arise, on which, as a result of exceeding the gas consumption, an excessive pressure drop is observed. In such cases, it becomes necessary to assess the energy efficiency of gas transportation in order to make appropriate technical or technological decisions to ensure the reliability of gas supply.

The process of combustion of hydrocarbon gases in the air environment is considered, the results of studies of the influence of the molecular mass of the energy carrier and the coefficient of excess air on the value of the combustion temperature are presented. A mathematical model was constructed based on the principle of thermal energy balance in the combustion process, which establishes the relationship between the calorific value of hydrocarbon energy carriers and the temperature of combustion products under different process conditions. The model parametrically includes the dependence on non-combustible ingredients that may be contained in natural gas and hydrogen impurities. The proposed algorithm for implementing the created mathematical model allowed obtaining results characterizing the influence of the molecular weight of hydrocarbon gas and the excess air coefficient, as well as various impurities in the natural energy carrier, on the temperature of combustion products in numerical and graphical form. The constructed graphical dependencies allow assessing the influence of process

parameters on the combustion temperature, which characterizes the energy efficiency of the practical use of natural gas as a mixture of hydrocarbon energy carriers. For the first time, based on analytical studies, the regularities of the influence of non-combustible ingredients that may be contained in natural gas and its moisture content on the temperature of combustion products have been established, and an assessment of the influence of hydrogen impurities in natural gas on the degree of increase in the temperature of combustion products has been given. The obtained dependences of the temperature of combustion products, which is easy to measure in the course of technological processes, on the parameters and concentrations of impurities in natural gas can be used as criteria for the quality of natural gas as an energy carrier.

The problem of choosing the criterion of energy efficiency of operation of urban gas networks of high and medium pressure under the condition of transition to an individual energy supply system is solved. It is shown that in conditions of significant increase in prices for natural gas and deepening of its deficit, the urban gas network is often unable to provide consumers with energy in a given volume, therefore the approach to forecasting its operational modes must fundamentally change. First of all, this concerns the area of permissible modes, which in such conditions is significantly expanding. Under conditions of reloading of the gas distribution network due to changes in the nature of gas consumption, a large role is given to the criteria of energy consumption of gas transportation and ensuring maximum operational reliability, which is included in the sphere of optimal service.

To assess the energy efficiency of gas transportation through gas pipelines of the distribution network, it is proposed to use the concept of the network efficiency coefficient, which is determined by the ratio of useful work performed when providing a given volume of gas transportation through pipelines to total energy costs. It is shown that the efficiency of the distribution network or its individual elements differs fundamentally from the coefficient of its hydraulic efficiency,

which is a characteristic of the technical condition of the system. Based on analytical studies, a relationship between them has been established.

Calculation dependencies are proposed for determining the coefficient of hydraulic efficiency of a branched gas pipeline as an element of the urban gas distribution network. An analysis of the influence of various factors on the value of the coefficient of hydraulic efficiency of the urban gas distribution network is carried out. Examples of calculating the coefficient of efficiency of the network are given.

Keywords: molecular weight, gas distribution network, hydraulic efficiency coefficient, pressure drop, gas pipeline, unsteady gas movement, hydraulic resistance coefficient, mass flow rate. pipeline, gas distribution networks, compressibility coefficient, stressed state.

## Список публікацій здобувача

1. Грудз В.Я., Грудз Я.В. , Стасюк Р.Б.,Баволяк В.І., Капущак Я.С., Туровський О.А. Раціональні режими газотранспортних систем в умовах нестационарного транспортування газу. //Прикарпатський вісник НТШ. Число. №18(68) – 2023. – С. 137 - 145. **(Фахове видання)**  
[https://doi.org/10.31471/2304-7399-2023-18\(68\)-137-145](https://doi.org/10.31471/2304-7399-2023-18(68)-137-145)
2. В. Я. Грудз, Я. В. Грудз, А. Р. Дзюбик Я. С.Капущак,Р. Б.Стасюк, В.М. Корендій, В. С.Труш Оцінка якості природного газуза температурою продуктів згоряння//Фізико-хімічна механіка матеріалів. – 2025. – Т 61, №6. – С. 120 – 126. **(Фахове видання)**  
<https://doi.org/10.15407/pcmm2025.06.119>
3. Steel pipeline in the presence of surface defects. Andrii Dziubyk, Andriy Dzhus, Liudmyla Dziubyk, Yaroslav Kapushchak, Yurii Porokhovskiy, Vitaliy Korendiy. Vibroengineering procedia. December 2025, VOLUME 60 p.615-625 **(Scopus)** <https://doi.org/10.21595/vp.2025.25420>
4. Грудз, В. Я., Капущак, Я. С. (2025). Перспективи і проблеми використання водню як енергоносія. прикарпатський вісник наукового товариства імені Шевченка. Число, 21(79), 324–334. **(Фахове видання)**  
[https://doi.org/10.31471/2304-7399-2025-21\(79\)-324-334](https://doi.org/10.31471/2304-7399-2025-21(79)-324-334)

	11
ВСТУП	6
Розділ 1. Дослідження енергоефективності газових мереж на базі літературної інформації	8
1.1 Оцінка технічного стану трубопроводів газових мереж	16
1.2 Статистична оцінка показників надійності розподільних мереж	20
1.3 Оцінка якості природного газу як продукції газової мережі	26
1.4 Аналіз енергетичної та гідравлічної ефективності газових мереж	34
1.5 Постановка задач досліджень	40
Розділ 2. Аналітичні дослідження енергоефективності природних газів в залежності від складу і рівня підготовки	48
2.1 Постановка задачі дослідження	52
2.2 Методика проведення дослідження	54
2.3 Результати дослідження та їх аналіз	54
Висновки по розділу 2	
Розділ 3. Енергетична характеристика і гідравлічна ефективність газопроводів газових мереж	60
3.1 Постановка задачі дослідження	67
3.2 Побудова математичної моделі	70
3.3 Аналіз результатів дослідження	
3.4 Взаємозв'язок гідравлічної ефективності з енергетичною характеристикою газової мережі	76
Висновки по розділу 3	80
Розділ 4. Оцінка впливу домішок водню на енергетичні та екологічні характеристики системи енергозабезпечення	83
4.1 Водень як енергоносіє	88
4.2 Перспективи і проблеми використання водню як енергоносія	95
4.3. Особливості прогнозування транспортування газоводневих сумішей газовими мережами	100

	12
Висновки п розділу 4	109
Основні результати і підсумкові висновки	112
Список використаних джерел	114

## Вступ

**Актуальність проблеми.** Експлуатація міської газорозподільної мережі є завершальним циклом технологічного процесу системи, яка має за мету забезпечення всіх споживачів природним газом, де викликає необхідність в оперативному прогнозуванні роботи системи газорозподільної мережі. Для прогнозування поведінки транспорту газу у умовах міських мереж важливо врахувати енергетичну ємність, що для природного газу як енергоносія для прогнозування великих обсягів постачання споживачів енергоосієм. Ця задача вимагає поглибленого вивчення оцінки впливу компонентного складу енергоносія на характер прийняття основних керівних експлуатаційних рішень. Із іншого боку енергоефективна експлуатація газових мереж та її технічний і гідравлічний стан мають важливий вплив на енерговитратність транспортування. Це актуальне питання є в створеннях методик оцінки гідравлічного стану мережі та оперативного прогнозування режимів експлуатації із урахуванням компонентного складу газу.

**Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами.** Дисертаційна робота носить науково-прикладний характер та входить у комплекс тематичних планів НАК "Нафтогаз України", які спрямовані на підвищення надійності експлуатації усього комплексу, так і окреслених Національною програмою "Нафта і газ України до 2035 року".

**Мета роботи.** Метою дисертаційної роботи є встановлення закономірностей впливу всього компонентного складу енергоносія на протікання технологічних процесів у мережах для оптимізації оперативного керування режимами за умови її високої енергоефективності.

Поставлена мета буде реалізуватися шляхом вирішення наступних задач:

1. Створення матмоделі для дослідження енергоефективності природного газу як енергоносіїв із урахуванням домішок в них негорючих інгредієнтів та вологи.

2. Аналітичні дослідження процесів горіння вуглеводневого газу із домішками негорючих інгредієнтів із врахуванням надлишку повітря для її оперативного визначення температури продуктів згорання, як критерія якості енергоносія газу.

3. Дослідження закономірностей взаємозв'язку технічного та й гідравлічного стану газової мережі та енергетичної характеристики.

4. Оцінка впливу домішок водню на енергетичні та екологічні характеристики процесу горіння енергоносія та продуктів згорання.

**Об'єктом досліджень** є режими експлуатації міських газових мереж.

**Предметом досліджень** є оптимізація режимів роботи міських газових мереж при змінних характеристиках транспортованого енергоносія.

**Методи дослідження.** При виконанні дисертаційної роботи використано системний аналіз режимів роботи мережі, теорія стаціонарних та її нестаціонарних процесів в трубопроводах, методи математичного моделювання і досліджувані математичні моделі руху стисливого середовища, теорія оптимізації режимів роботи, її реалізація у програмному забезпеченні, статистична обробка досліджуваних даних експлуатації транспортних об'єктів на основі створення комплексної моделі системи газопостачання.

**Наукова новизна** отриманих результатів полягає в тому, що вперше:

- використано для оперативного керування експлуатації та й режимами роботи мережі при заміні характеристик транспортованого енергоносія та підхід до дослідження енергоефективності та природних газів як енергоносіїв;

- досліджено аналітичні дослідження процесів горіння вуглеводневого газу із домішками негорючих інгредієнтів і із врахуванням надлишку повітря для оперативного розрахунку температури продуктів згорання таких як критерія якості енергоносія;

- удосконалено відомі методи діагностування гідравлічного стану мережі із урахуванням енергетичних витрат на транспортування енергоносія та встановлено взаємозв'язок між відомими гідравлічними та енергетичним ефективністю;

- розроблено принципи і методи оптимізації режимів роботи газотранспортних мереж, що експлуатуються за умов зміни характеристик транспортованого енергоносія;

- запропоновано методику прогнозування оптимальних режимів енергозабезпечення споживача з застосуванням газоводневих сумішей.

**Практичне значення отриманих результатів.** В результаті дослідження газодинамічних процесів в мережах транспортування енергоносія розроблено методичне і програмне забезпечення для оптимізації режимів енергозабезпечення споживача з використанням газоводневих сумішей.

На основі досліджень результатів розроблено галузеву методику *«Розрахунки розподілу потоків газу і визначення його запасів в трубах»*

**Особистий внесок здобувача.** Безпосередньо автором:

- розроблено аналітичні підходи до оцінки енергоефективності газових сумішей, що включають негорючі інгредієнти і водень [1, 3];

- запропоновано принцип прогнозування оптимальних режимів експлуатації газової мережі при транспортуванні газоводневих сумішей [3];

- удосконалено метод діагностування гідравлічного стану газопроводів газової мережі та оцінено взаємозв'язок гідравлічної та енергетичної ефективності [2];

- запропоновано системний підхід до дослідження енергоефективності природних газів як енергоносіїв [2,3];

Автор брав участь у створенні та впровадженні галузевої методики в виробництво [1,3,4].

**Апробація роботи.** Основні результати роботи доповідалися і обговорювалися на конференції «Проблеми і перспективи транспортування

та зберігання енергоносіїв» (Івано-Франківськ - Яремче, 2025 р.). У повному обсязі результати досліджень доповідалися на науковому семінарі кафедри транспорту і зберігання енергоносіїв та також науковому семінарі інституту нафтогазової інженерії Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу.

**Публікації.** За темою роботи опубліковано 4 друкованих праці, із них 1 – стаття в міжнародному наукометричному науковому журналі, яка індексується в наукометричній базі даних Scopus, 3 – в наукових фахових виданнях, затверджених ДАК України.

**Структура та обсяг дисертації.** Дисертація складається із вступу, чотирьох розділів, загальних висновків, списку використаних джерел 91 найменувань та додатків. Обсяг основного тексту дисертації складає 137 сторінок друкованого тексту.

## **Розділ 1. ДОСЛІДЖЕННЯ ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОСТІ ГАЗОВИХ МЕРЕЖ НА БАЗІ ЛІТЕРАТУРНОЇ ІНФОРМАЦІЇ**

### **1.1. Оцінка технічного стану трубопроводів газових мереж**

Досліджено обстеження підземних газопроводів показали, що термін експлуатації залежить від корозійної стійкості основного металу і зварного з'єднання, і також характеру руйнування поверхні у місцях із порушеним ізоляційним покриттям. [8,9]

На рисунку показано зруйновану частину електрозварної труби із сталі 10 підземного газопроводу із наскрізними, при товщині стінки 5 мм, та пітами глибиною 1 мм та більше, розташованими уздовж зварного шва. Каверни переважно виникають на нижній частині. Ця різниця убагатьох випадках така, що для збільшення ресурсу конструкції можливо було б повернути на 180 градусів після експлуатації протягом певного часу. Піт на поверхні нижньої частини виникає внаслідок постійного контакту із ґрунтом між верхньою частиною трубопроводу та ґрунтом, у результаті осідання труби, утворюється повітряний прошарок. [11]

Попереднє вивчення умов експлуатації підземних газопроводів [12,31] дозволило зробити висновок про необхідність комплексних досліджень деформівної системи „труба — ґрунтовий масив” сучасними методами механіки підземних споруд та механіки корозійного руйнування з метою попередження розгерметизації газопроводів.

В практиці будівництва питання взаємодії трубопроводів з ґрунтом вивчені недостатньо. Тому чітких і апробованих рішень щодо вибору чи визначення основних характеристик для розрахунку та аналізу роботи підземних трубопроводів немає.

Врахування корозійної активності ґрунту, яку прийнято оцінювати часом до появи на новому газопроводі першої каверни, складу і фізико-механічних властивостей ґрунтів та їх динаміки значно ускладнює

розрахункову схему, оскільки з'являється багато додаткових, змінних в часі параметрів, які визначаються експериментально. Перелік самих лише істотних факторів, що визначають корозійну активність ґрунтів, якими є структура та гранулометричний склад, вологість, склад ґрунтового електроліту, загальна кислотність чи лужність ґрунту, концентрація водневих іонів, повітропроникність, окисно-відновний потенціал, електричний опір ґрунтів, вказує на складність математичного моделювання деформівної системи „труба — ґрунтовий масив” та, відповідно, прогнозування довговічності підземного газопроводу [2,8].

Вважалося, що ця поведінка сталі труби у ґрунтах в багатьох відношеннях аналогічна тій поведінці при повному зануренні в розчини з відповідним вмістом рН.

При цьому переважає електрохімічний механізм корозії з утворенням мікрогальванічних елементів [2,8]. Проте на підземному газопроводі, за рахунок неоднорідності металу труби і ґрунту як таку що за фізичними властивостями, так і за хімічним складом, а також різної аерації, виникають ділянки, на яких електродний потенціал помітно відрізняється, що зумовлює утворення макрогальванічних корозійних елементів (рис. 1.1). Ділянки труби з більш негативним потенціалом стають анодними, а ділянки з менш негативним потенціалом — катодними.

Можна констатувати, що особливістю підземної корозії металу газопроводу є прояв її у вигляді пітів та каверн (наскрізних отворів). Тому головну небезпеку становить не корозійна втрата металу, а місцева корозія, яка є основною причиною аварій на газопроводах.

У 1996 р. втрати газу, пов'язані з витіканнями із газопроводів, за даними [2,8] становили в цілому в Україні 270,4 млн. м<sup>3</sup>, з яких 85,2 млн. м<sup>3</sup> — внаслідок неякісно виконаних зварювальних робіт, 21,6 млн. м<sup>3</sup> — внаслідок корозії. Приблизно такий самий рівень втрат спостерігався і в 1997 та 1998 роках. Після проведення реорганізації структури нафтогазового комплексу і створення НАК „Нафтогаз України” почали вживати рішучіших

заходів щодо їх скорочення. Так, у 1999 р. вони становили вже 198,4 млн. м<sup>3</sup>, у 2000 р. — 188,4 млн. м<sup>3</sup> [29].

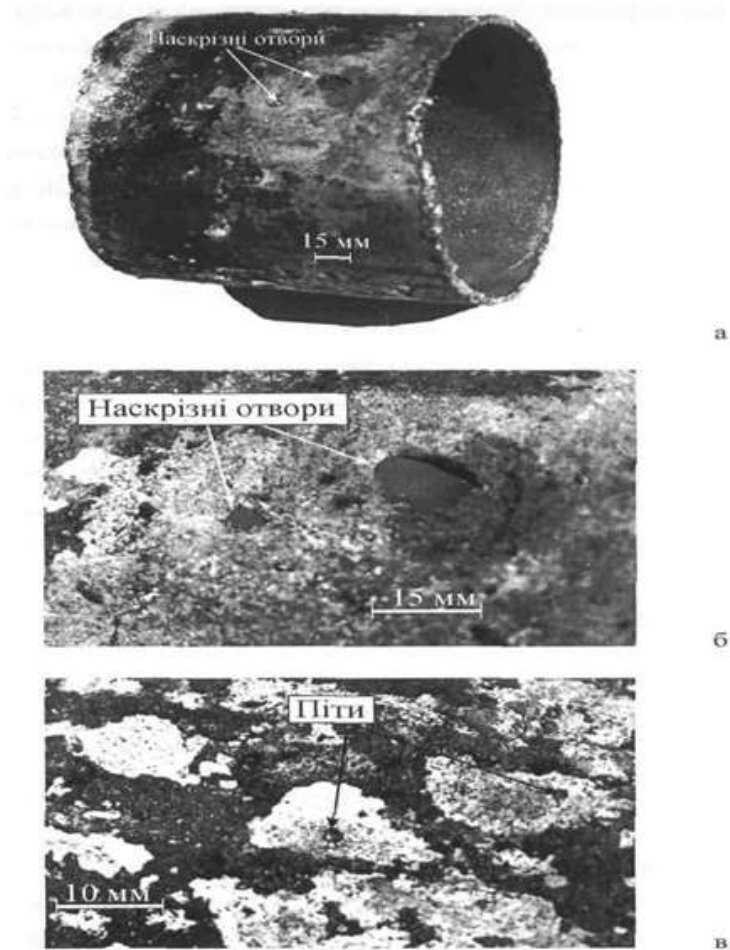


Рис. 1.1. Зруйнована частина підземного газопроводу:  
*а – загальний вигляд; б – конфігурація наскрізних уражень;*  
*в – розташування пітів вздовж зварного шва*

Найсильніший вплив виду втрат газу на показники спостерігається у західних регіонах, газопроводи яких є найстарішими, а також у Донбаському регіоні, де основна частина трубопроводів іде по територіях виробок. Так, частка втрат газу у Львівській та Івано-Франківській областях сьогодні становить приблизно одну третину загальних втрат газу в Україні [2,8]. Показовим у цьому відношенні є той факт, що у Львівській області, де значна кількість газопроводів, термін експлуатації яких перевищує 25 років, втрати газу за 10 місяців 2018 р. порівняно з аналогічним періодом минулого року

зменшились майже на 35%, чому, не в останню чергу, сприяла заміна у 2018 р. 20,5 км аварійно небезпечних ділянок газопроводів. 20,2 км таких ділянок замінено також в Івано-Франківській області, подібні роботи проводились також у Дніпропетровській, Закарпатській, Чернівецькій, Миколаївській, Одеській, Луганській та Херсонській областях. Капітально відремонтовано 104,3 км газопроводів у Дніпропетровській області, 48 км — у Запорізькій, 13,2 км — у Хмельницькій. Всього в Україні у 2018 р. спеціалістами газових господарств було обстежено на предмет виявлення можливих витікань газу 35,7 тис. км підземних газопроводів [2,8].

При дослідженні деформівної системи „труба — ґрунтовий масив” неможливо нехтувати корозійним чинником. Проведено [2,8] серію випробовувань зразків з матеріалу газопроводу в кислих середовищах на трьох рівнях напружень:  $\sigma_3 = 200$  МПа,  $\sigma_2 = 300$  МПа,  $\sigma_1 = 410$  МПа, що відповідно становило 0,8; 1,2 та 1,64  $\sigma_{0,2}$  [27].

Досліджено, що коли повзучість головного металу при різних рівнях рН, так і на воздусі, носить стадійний характер який показано на рисунках нище. Основний вплив середовища показаний як на стадії неусталеної основи так і усталеної повзучості, як засвідчують дані дослідження показані на рисунках 1.6.

Щоб виявити вплив середовища, дослідження проводили у наступній послідовності:

поміщали зразок в знімну робочу камеру, та після досягнення напруженого стану; ступінчастим навантаженням напруження  $\sigma_1 = 410$  МПа, засікали його повзучість на поверхні повітря. Пізніше, на усталеної повзучості, в робочу камеру заливали 0,1 М розчину хлоридної кислоти та продовжували дослідження.

В такий спосіб було виявлено значний вплив корозійного середовища на усталену повзучість сталі газопроводу та вивчено кінетику процесу. [17].

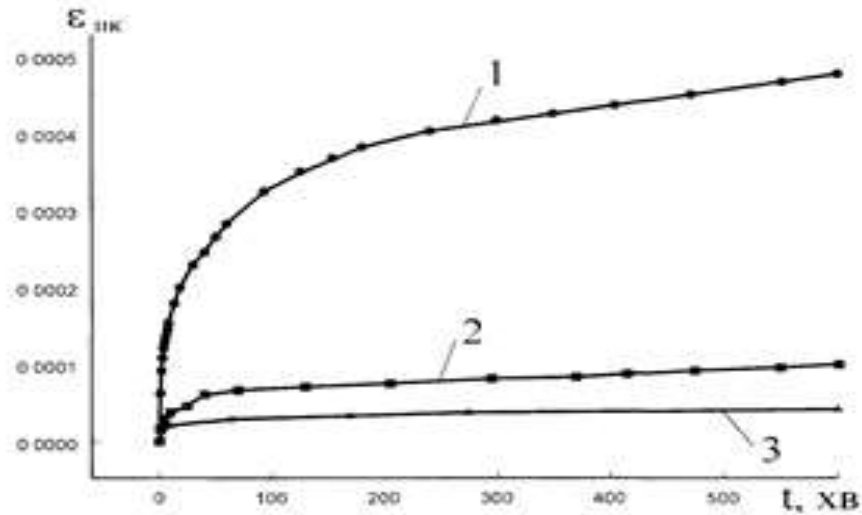


Рис. 1.2. Криві повзучості основного металу при рН 1 та номінальних напруженнях 410 МПа (1), 300 МПа (2) та 200 МПа (3)

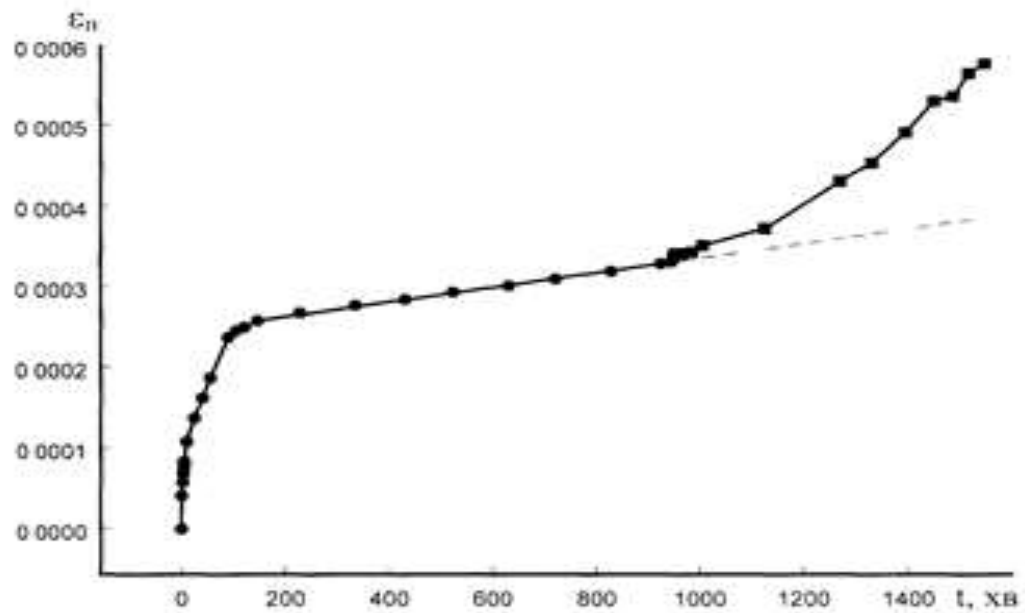


Рис. 1.3 — Вплив корозійного середовища на усталену повзучість сталі газопроводу (0,1 М НСl, 410 МПа)

● — область повзучості на повітрі; ■ — область корозійної повзучості

Залежність потенціалу зразка від його середовища при різних напруженнях станах зображено на рисунку нище. При збільшенні його рН від 1 до 2 кінетика його помітно змінюється, та саме замість повільного зростання на початковій стадії є спадання. Це пов'язано, з адсорбцією

хлоридіонів на поверхні досліджуваного зразка. Вони здатні спричиняти деяку пасивацію поверхні, утруднюючи його розрядку на ній йонів  $H^+$ . [28].

Час стадії більше залежить від величини по номінальних напружень і менше — від рН. Із збільшенням середовища при  $\sigma = const$  приріст повзучості та  $\Delta\varepsilon_{ПК}$  за час  $t$  зменшується, чим більший рівень напруженого стану, напружень показано на рисунках 6,7. Незначний приріст повзучості показувався при  $\sigma_3 = \sigma_{0,2}$ , на ділянці пружної деформації, яку зумовлено виключно корозійним чинником. [28].

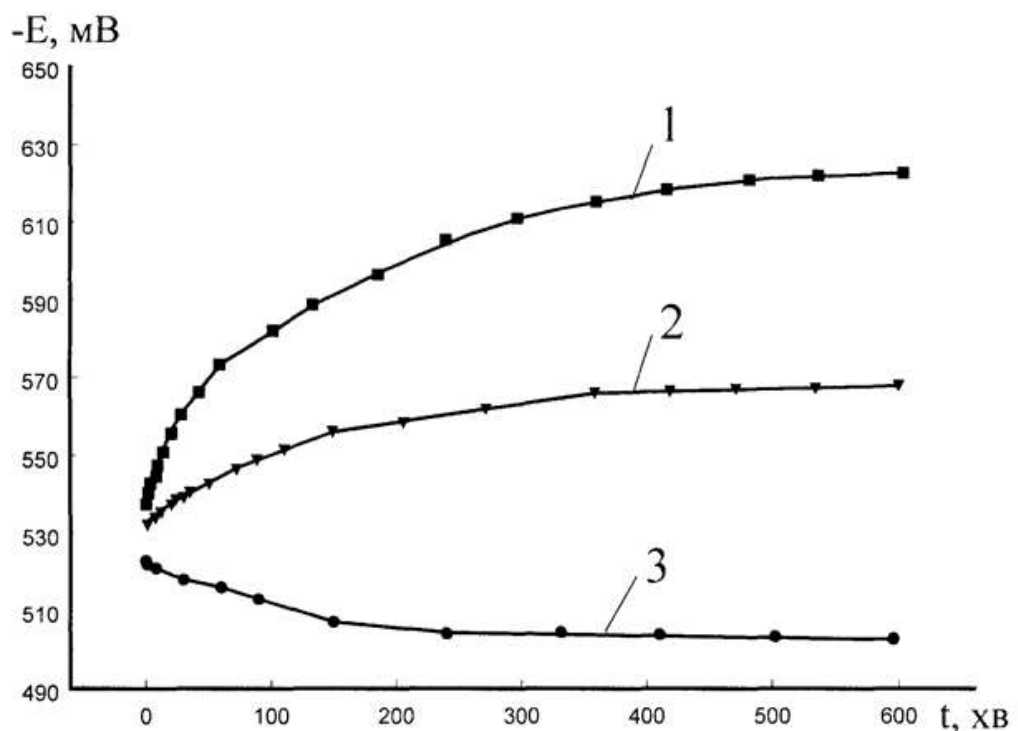


Рис. 1.4. Криві “потенціал – час” при  $\sigma = 1,64\sigma_{0,2}$  та рН 3 (1), рН 2 (2) і рН 1 (3)

При 1 їх кількість більша, ніж при 2 та 3, окрім того інтенсивна корозія у сильно кислому середовищі швидко виводить до пошкодження поверхні, яка сприяє кращій адсорбції йонів на поверхні та ускладнює зворотній процес десорбції і подальшого переходу їх до дифузний шарів внаслідок дії стеричних факторів. Спостерігаємо незначну пасивацію поверхні на початковій стадії після чого настає стабілізація потенціалу, яка в свою

чергу відповідає встановленню термодинамічної рівноваги зумовленої лише їх концентрацією. [36].

Збільшення часу стабілізації при збільшенні номінальних напружень з до 410 Мпа показано на рисунках 1.9 та 1.11, що пов'язане із утворенням на поверхні субмікротріщин, будучи свіжими поверхнями, володіють нижчим потенціалом знижують загальний потенціал зразка. [36-37].

При переході до 2 та 3 корозійний чинник помітно нівелюється, враження поверхні незначні та адсорбція йонів хлору проходить поганіше, та десорбція краще. Концентрація йонів водню достатня для їх ефективної розрядки, спричиняє до спадання потенціалу на початковій її стадії із наступною стабілізацією. При 1, час виходу на ділянку її стабілізації зменшується із зменшенням номінальних напружень, яке було зумовлено дією тих самих чинників. [37].

Вплив напружень на величину потенціалу стабілізації зменшення його зі збільшенням рівня напружень. Наявність зварного з'єднання не впливає на кінетику електродного потенціалу. [37]. Дослідження кінетики потенціалу та впливу на неї інших зовнішніх чинників відкриває важливу інформацію яка дозволяє глибше зрозуміти механізм корозійного процесу. Важливим джерелом є вивчення характеру та характеру швидкості корозії, їх зміни під дією різних факторів. При 1 бачимо рівномірну корозію, яку пов'язано із великою концентрацією і активністю йонів водню, що зумовлюють агресивність данго середовища. Роль основних мікрогальванічних елементів невелика, а місцева корозія проявляється помірно. [38].

При збільшенні рН активність спадає, яка сприяє збільшенню ролі елементів та прояву місцевої корозії що показано на рсунку 1.4.

Починає візуально спостерігатися вплив напружень, коли якщо в зоні стиску місцева корозія є відносно рівномірно покриває поверхню досліджуваного зразка, у зоні розтягу спостерігається чіткий розподіл на анодну та катодну зону 1.5.

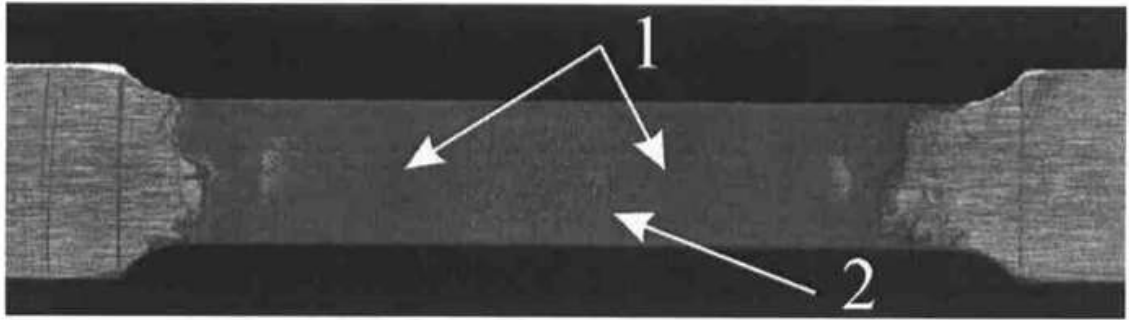


Рисунок 1.5 — Типові корозійні ураження області зварного з'єднання (зона розтягу):

*1 – інтенсифікація корозії в близькошовній зоні; 2 – корозійна виразка вздовж границі розділу "метал — шов"; рН 1;  $T = 293\text{ K}$ ;  $t = 600\text{ хв}$ .*

Другий прояв місцевої корозії — корозія на границі поділу фаз занурений та незанурений метал. Вид місцевої корозії, що проявляється і при низьких, за невеликий проміжок часу спричиняє утворення глибоких виразок рис. 1.6.

Оскільки при пошкодженні зовнішньої ізоляції підземного газопроводу одразу утворюється згадана вище границя розділу фаз, такий прояв корозії є надзвичайно небезпечним, і, на нашу думку, найчастіше закінчується наскрізним ураженням та, відповідно, розгерметизацією трубопроводу.

Залежність повної швидкості корозії від його середовища та  $a$  подано на рисунках нище.

Досліджено, що коли основна роль напружень відчутно зростає зі зменшенням рН, впливаючи на швидкість корозії при низьких рівнях середовища. Із утворенням субмікротріщин, первинних та в свою черго вторинних мікрогальванічних елементів, що можуть сприяти на розчинення металу. Зі збільшенням цього цей вплив зменшується, тому що корозія із рівномірної стає місцевою, яка загальна швидкість якої не змінюється в широкому діапазоні середовища, а її зміна швидкості у місцях уражень відчутно не позначається на втраті маси металу. На швидкість локальної

корозії напруження що проявляється в помітному їх збільшенні, поглибленні утворених пітів і виразок, у зоні розтягу.

Збільшення рН середовища, призводить до зменшення швидкості корозії.

Зварне з'єднання мало що впливає на загальну швидкість, а однак суттєво прискорює локальні процеси, в близькошовній зоні.

При проведенні досліджень можна думати, що електрохімічна корозія в кислих середовищах, особливо небезпечна для підземних трубопроводів і є однією із основних причин виходу їх з ладу.

### **1.3 Статистична оцінка показників надійності розподільних мереж**

Витоки газу з трубопроводів при транспортуванні та розподіленні виникають в основному через корозійні пошкодження труб. Тому прогнозування їх в часі і за просторовими координатами носить ймовірнісний характер. Величина витоків за певний проміжок часу (місяць, рік) визначається як різниця величини поступлення газу в систему і його відбору, і з точністю вимірювальної техніки може бути оцінена як детермінована величина. Тому дослідження втрат газу при транспортуванні повинні проводитися на основі комплексного підходу до проблеми [21].

Величина витоків з розподільних мереж низького і середнього тисків має суттєвий вплив на економічні показники системи, і водночас впливає на екологію регіону. Крім того загазованість ґрунтів і атмосфери за певних умов може призвести до вибухів з усіма можливими наслідками. Тому задачі прогнозування, діагностики і ліквідації витоків газу з розподільних мереж є особливо актуальними.

Питання оцінки втрат газу при транспортуванні підіймались в працях Гончарука М.І, Капцова І.І, Середюк М.Д, Середюка О.І, Яковлева Є.І. та інших дослідників. В їх роботах дається статистична оцінка втрат газу по

розподільних мережах України в цілому, встановлюються причини появи витоків, визначається величина витрати газу через корозійні пошкодження, розглядаються методи ліквідації аварійних ситуацій. Однак, ряд питань статистичного характеру не можуть бути вирішені в загальному плані аналізу експлуатації розподільних систем і носять локальний характер, оскільки умови, в яких знаходяться газопроводи, можуть суттєво відрізнятися. Тому виникає необхідність в проведенні досліджень, пов'язаних з втратами газу з розподільних систем, що експлуатуються в різних умовах.

В основу проведених досліджень [21] закладено інформацію про експлуатацію системи розподільних газопроводів низького і середнього тиску УЕГГ «Косівгаз» за період 2008-2011 рр. Вихідні дані для розрахунку показників надійності для газорозподільчих мереж низького і середнього тисків вибрано для кожного з місяців із вказаного періоду часу:

- кількість аварійних ситуацій, що могли призводити до появи витоків з газопроводу через виникненні корозійні дефекти  $N$ ;
- час ліквідації даних аварійних пошкоджень від моменту часу виявлення витoku до самого досягнення працездатного його стану  $L$ ;
- загальні втрати газу із газопроводу із врахуванням витoku так і випорожнення труби при відновлювальних роботах та своєчасне введення ділянки у експлуатацію  $Q$ ;
- основні загальні затрати на знаходження та ліквідацію аварійних ситуацій на трубопроводах  $Z$ .

Зібрана інформація класифікувалася по величинах діаметрів трубопроводу (76мм, 89мм, 108мм) і величинах робочих тисків (середній, низький). Статистична інформація дозволила визначити характеристики надійності газової мережі і динаміку їх зміни на протязі вказаного терміну експлуатації в розрізі діаметрів і робочих тисків в трубопроводах.

Наробіток на відмову розраховувався на протязі кожного з років експлуатації як відношення календарного часу роботи системи до кількості аварійних відмов за цей час, які супроводжувалися витками газу

$$T_{pi} = \frac{T_k}{N_i}, \quad (1.1)$$

де  $T_k$  – календарний час експлуатації мережі, год.

$N_i$  - число аварійних відмов на протязі  $i$ -того року експлуатації, які супроводжувалися витокami газу.

Інтенсивність виникнення аварійних ситуацій  $\lambda_i$  є величиною, оберненою до наробітку на відмову, тобто

$$\lambda_i = \frac{1}{T_{pi}}. \quad (1.2)$$

Середня тривалість ліквідації аварійної ситуації визначалась як відношення сумарної тривалості ліквідації всіх аварійних ситуацій на даний рік експлуатації газової мережі до загальної кількості аварійних відмов

$$\tau_i = \frac{L_i}{N_i} \quad (1.3)$$

Середні втрати газу, викликані появою витоку і протягом ліквідації аварійної ситуації, визначаються як відношення загальних витрат газу до кількості аварійних ситуацій

$$q_i = \frac{Q_i}{N_i} \quad (1.4)$$

Середні затрати на ліквідацію аварії визначаються відношенням сумарних затрат на ліквідацію аварії в даному році до числа аварійних ситуацій

$$\varepsilon_i = \frac{Z_i}{N_i} \quad (1.5)$$

Результати розрахунків по даних експлуатації і в розрізі діаметрів та робочих тисків подано в таблиці 2.

Результати розрахунків показують, що середня інтенсивність відмов за вказаний період складає 0,0287 1/год, в т.ч. для газопроводів мережі низького тиску 0,0235 1/год. Аналізуючи розподіл інтенсивності відмов по діаметрах газопроводів, встановлено, що для газопроводів мережі низького тиску найвища інтенсивність відмов характерна для газопроводів діаметром 108мм і складає 0,09885 1/год. Для газопроводів діаметром 89мм цей показник складає 0,02899 1/год, тобто є в 3,4 рази меншим. Для газопроводів діаметром 76мм інтенсивність відмов склала 0,01107 1/год і є меншою за інтенсивність відмов газопроводів діаметром 108мм в 8,9 рази. Для газопроводів мережі середнього тиску розподіл інтенсивності відмов по діаметрах газопроводів більш рівномірний. Найвища інтенсивність відмов характерна для газопроводів діаметром 89мм і складає 0,03721 1/год, для газопроводів діаметром 108мм цей показник на 22% нижчий, а для газопроводів діаметром 76мм зменшення інтенсивності відмов складає 24,8%. На основі аналізу впливу умов експлуатації на інтенсивність відмов можна зробити висновок, що основним показником, який визначає аварійність газопроводів є корозійна активність ґрунтів, на другому місці слід розмістити термін експлуатації ділянки, на третьому діаметр газопроводу і на четвертому робочий тиск. Таке рангування показників впливу на інтенсивність відмов ділянок газопроводу дає змогу до певної міри керувати потоками відмов і своєчасно приймати заходи підвищення надійності газопроводів мереж середнього і низького тисків.

Важливою характеристикою надійності є термін відновлювання ділянки газопроводу, який включає час визначення місця аварійного витoku газу, тривалість аварійно-відновлювальних робіт та час витрачений на проведення випробування ділянки трубопроводу після ремонту. За статистичними даними середній час відновлювання за вказаний період експлуатації мережі склав 1,1654 діб, в тому числі для газопроводів мережі

низького тиску 1,2515 діб, для газопроводів мережі середнього тиску 1,040 діб. В розрізі діаметрів трубопроводів для мережі низького тиску найбільш тривалим термін відновлення є для газопроводів діаметром 86мм і складає 1,3970 діб. Для газопроводів діаметром 108мм термін відновлення знизився на 10,3%, а для газопроводів діаметром 76мм – на 38%. Для газопроводів мережі середнього тиску в загальному термін відновлення менший, ніж для газопроводів мережі низького тиску. Найбільше значення характерне для газопроводів діаметром 89мм і складає 1,0736 діб, для газопроводів діаметром 76мм термін відновлення менший на 1,2%, а для газопроводів діаметром 108мм менший на 9,1%. Аналіз причин зміни терміну відновлення газопроводів показує, що в даному випадку найбільш суттєве значення має час діагностики витoku, тобто час встановлення факту появи витoku і його координати. Діаметр газопроводу і робочий тиск принципового значення не мають.

Збитки від виникнення аварійних витоків газу, мережі низького і середнього тисків, оцінювалися втратами газу при аварії і загальними затратами на ліквідацію аварії (відновлення).

Газу з газопроводів мережі низького тиску. Це має логічне пояснення, адже при однакових дефектах витрата витoku газу з мережі середнього тиску суттєво більша за витрату витoku з мережі низького тиску. Суттєве значення має і той факт, що під дією внутрішнього тиску напруження в тілі труби середнього тиску більші, ніж в тілі труби газопроводів низького тиску. Тому стрес-корозія в газопроводах мережі середнього тиску призводить до появи отворів більшого діаметру і з більшою швидкістю зростання в газопроводах мережі середнього тиску. Однак, прямої пропорційної залежності величини витоків газу, від робочого тиску немає, оскільки має місце ряд зовнішніх факторів, в першу чергу корозійна активність ґрунтів.

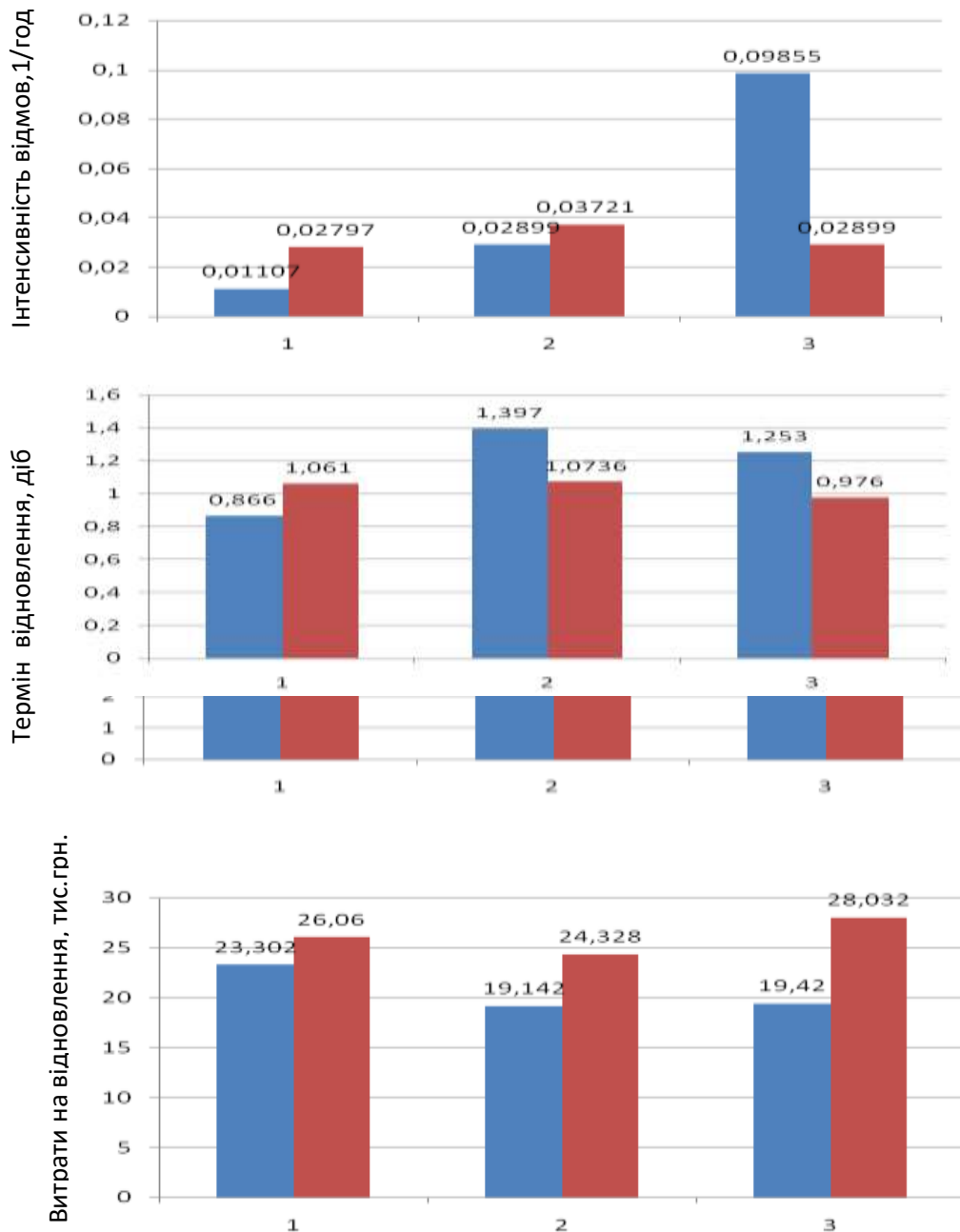


Рисунок 1.6 – Гістограми розподілу показників надійності по діаметрах

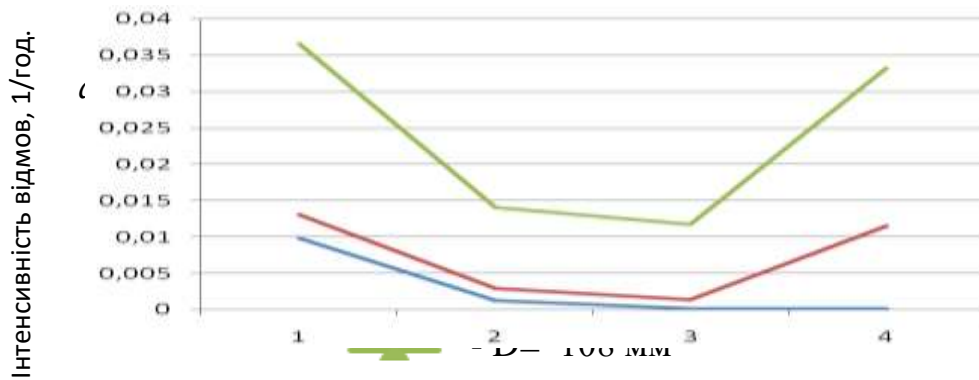
- - низький тиск
- - середній тиск

В розрізі діаметрів різниця величини витоків в мережах середнього і низького тиску зростає з збільшенням діаметру. Так, при діаметрі газопроводів 76мм величина витоків з газопроводів мережі середнього тиску перевищувала на 13,3% аналогічну величину для газопроводів мережі

низького тиску. При діаметрі газопроводу 89мм ця різниця становить 20,2%, а для газопроводів діаметром 108мм – 31,75%.

Загальні витрати на ліквідацію аварій включають витрати на проведення капітального ремонту, витрати, зв'язані з витратами газу, та витрати на введення ділянки в експлуатацію. Середні витрати на ліквідацію аварії за вказаний період часу складає 22,13 тис. грн., при чому для газопроводів низького тиску величина витрат складає 19,466 тис. грн. на одну аварію, а для газопроводів середнього тиску – 25,983 тис. грн. на одну аварію. По розрізі діаметрів також спостерігається збільшення витрат на ліквідацію аварій в газопроводах в мережі середнього тиску в порівнянні з газопроводами мережі низького тиску. Так, при діаметрі газопроводів 76мм витрати на ліквідацію аварій в газопроводах мережі середнього тиску перевищують аналогічні витрати в газопроводах мережі низького тиску на 10,6%. Для газопроводів діаметром 89мм цей показник складає 21,3%, а для газопроводів діаметром 108мм – 30,7%. Така картина пояснюється збільшенням вартості труби та ізоляції при збільшенні діаметру газопроводу, а також подорожчанням земляних, зварювально-монтажних робіт.

Виникає інтерес розподіл інтенсивності відмов в хронологічному аспекті. Для газопроводів мережі низького тиску висока інтенсивність відмов характерна для 2008 року. Оскільки основним видом ліквідації відмов є капітальний ремонт газопроводу з заміною дефектної труби, то в наступний 2009 рік інтенсивність відмов різко знизиться в зв'язку з тим, що більшість аварійно небезпечних ділянок відремонтовано. В 2010 році тенденція до зменшення інтенсивності відмов спостерігається також. Для діаметру газопроводу 108мм інтенсивність відмов на 2008 рік склала 0,03653 1/год і зменшилась до 2009 року на 60,2%, а до 2010 року на 67,8%. В подальшому спостерігається ріст інтенсивності відмов на 64,6% від мінімального зниження, що пояснюється результатами корозійних пошкоджень труб на протязі двох років експлуатації. Для газопроводів діаметром 89мм зниження



*a* – мережа низького тиску; *b* – мережа середнього тиску.

Рисунок 1.7 – Розподіл інтенсивності відмов по роках експлуатації

інтенсивності відмов з 2008 року до 2009 року складає 77,4%, і спостерігається подальше зниження інтенсивності відмов на протязі 2010 року до 98,8% від максимального. З 2010 року спостерігається зростання інтенсивності відмов на 78,2% в 2011 році. Для газопроводів діаметром 76мм спостерігається зниження інтенсивності відмов до 2009 року на 82,7% і подальше зниження до 2010 – 2011 років на 98,8%. Для газопроводів середнього тиску характерна аналогічна картина. Інтенсивність відмов для газопроводів діаметром 108мм знижується на протязі 2008 – 2010 років на 84,1%. Для газопроводів діаметром 89мм характерне зниження інтенсивності відмов за вказаний період на 99,6% при подальшому зростанні за 2011 рік на 91,3%. Для газопроводів діаметром 76мм найвища інтенсивність відмов 0,01187 1/год характерна для 2009 року, і в подальшому спостерігається її зменшення на 4,8% в 2010 році і на 99,1% в 2011 році.

Таким чином для газопроводів всіх категорій характерне різке зниження інтенсивності відмов після проведення капітальних ремонтів з заміною дефектних труб, в подальшому нормальна експлуатація газопроводів на протязі двох років і стрибкоподібне зростання інтенсивності відмов на третьому році експлуатації після капітальних ремонтів. Величина тиску в газопроводі і його діаметру фактичного значення не мають.

## 1.4 Оцінка якості природного газу як продукції газової мережі

Газова мережа, як елемент системи газопостачання, призначена для безпосередньої передачі енергоносія споживачу. Тому рівень її експлуатації вуглеводневого повинен забезпечити належну якість кінцевого продукту.

Якість вуглеводневого енергоносія визначається рядом показників. В [11] наводиться класифікація показників якості. Зі функції показника під час оцінювання якості що продукції показники якості поділяють на такі як:

- оцінювані;
- базові;
- зважені оцінювані та зважені базові.

Оцінюваний показник нової якості продукції – показник якості продукції, значення якого можна знайти експериментальним або розрахунковим способом, коли під час порівняльного оцінювання цієї якості. У процедурі кваліметричних вимірювань запропоновано абсолютні та відносні і зважені відносні та також оцінювані показники якості продукції. Показник якості продукції – значення якого прийняте за основу коли під час порівняльного оцінювання її якості. У часі кваліметричних досліджень використано абсолютні відносні базові та зважені базові показники якості продукції. Залежно від характеру впливу на наше значення рівня якості продукції показники якості може поділено на групи. У досліджувальній групі до підвищення рівня якості можливе збільшення одиничного оцінюваного показника якості, а також відповідно, збільшення одиничного відносного показника якості, у другій групі до підвищення продукції приводить зменшення одиничного оцінюваного показника якості, та й зменшення одиничного відносного показника якості. [40].

При оцінюванні якості природного газу як джерела енергії встановлено вісім основних його властивостей, які найбільше впливають на теплотворну здатність газу і розділені на дві групи. До першої групи показників якості газу належать питома теплота згоряння ( $Q$ , МДж/м<sup>3</sup>); число Воббе ( $W$ ,

МДж/м<sup>3</sup>) та густина газу ( $\rho$ , кг/м<sup>3</sup>), а до другої групи – вологість газу ( $W$ , г/м<sup>3</sup>); вміст у газовій суміші негорючих (азоту, % та вуглекислого газу, %) і шкідливих компонентів (сірководню, г/м<sup>3</sup> та меркаптанової сірки, г/м<sup>3</sup>) [10].

Теплотворна здатність може бути важливою характеристикою, яка дозволяє оцінити та й порівняти із іншими максимально можливе тепловиділення тієї чиможливо іншої окислювальновідновної реакції та й визначити по відношенню до нього повноту цього протікання реальних процесів горіння газу. Знання теплотворної здатності, яке необхідне при виборі компонентів палив та й можливе сумішей різного призначення із при оцінці їх повноти згорання.

Прийнято розуміти розрізняти нижчу  $Q_p^H$  і також вищу  $Q_p^B$  теплотворну здатність, що коли пов'язано із наявністю в даному пальному вологи, на випаровування якої величини витрачається деяка невизначена кількість тепла, залежність

$$Q_p^H = Q_p^B - Q_n(9H + W), \quad (1.6)$$

де  $Q_n$  - задане тепло, що витрачається на випаровування однієї одиниці маси;  $H, W$  - відповідно частки одиниці водню і вологості.

Кількість досліджуваного повітря, теоретично необхідна для згорання однієї одиниці маси, яке може бути визначена на основі стехіометричних відношень, побудованих на основі реакцій горіння [3].

У технічних системах газ як пальне згоряє при не відомому надлишку повітря  $L$ , яке характеризується коефіцієнтом надлишку тиску повітря.

Базовим вважають зразок продукції, коли може відповідати передовим науково-технічним досягненням у періоді, так у інших країнах. У процедурі кваліметричних досліджень, вимірюваною величиною, для відображення якості продукції застосовують профіль якості, що може співпадати із сукупністю кількісних одиничних показників якості. Базовий зразок

продукції як сукупність числових значень одиничних базових абсолютних показників продукції, які ще утворюють базовий профіль якості

Числове значення кожного з елементів і базового профілю якості встановлюють згідно з ДСТУ ГОСТ ISO 5725-1:2005 [72] як прийняте еталонне значення (англ. – accepted reference value) – значення, що використовують як узгоджений еталон для порівняння і визначають як: а) теоретичне або встановлене значення, основане на наукових принципах; б) приписане або сертифіковане значення, визначене на підставі експериментальних даних деяких національних або міжнародних організацій; с) узгоджене (на основі консенсусу) або атестоване значення, основане на спільній експериментальній роботі, що проводить науковий чи інженерний колектив; d) математичне сподівання вимірюваної величини, тобто середнє значення сукупності результатів вимірювань – лише у випадку, коли а, б і с недоступні. Загалом, базовим значенням показника якості продукції і може бути одне з нормованих значень – регламентоване, номінальне чи граничне, яке встановлюють залежно від групи показників, в яких регламентовані вимоги до властивостей продукції, довідкових літературних джерел та результатів експериментальних досліджень конкретної продукції [15]. Отже, базовий профіль якості, числові значення з яких кожного з елементів якого визначені за вказаними вище правилами і встановлені як еталонні, є числовою характеристикою фізичної (матеріальної) міри якості продукції, тобто базового (еталонного, стандартного) зразка цієї продукції.

Базовий профіль якості природного газу як джерела енергії, що є числовою характеристикою фізичної (матеріальної) міри якості газу, тобто базового (еталонного, стандартного) зразка досліджуваного газу, формуємо із одиничних базових абсолютних показників його якості, які відповідають восьми найважливішим властивостям газу, встановленим вище. Також для реалізації методики визначення рівня якості природного газу із урахуванням поділу його властивостей за їх впливом на рівень якості газу на дві групи, базовий профіль якості газу формуємо із двох частин. Зокрема, зауважимо,

що для реалізації процедури кваліметричних вимірювань необов'язково виготовляти фізичний (матеріальний) зразок досліджуваної продукції. Достатньо сформувавши базовий профіль якості, на підставі якого формується зважений базовий профіль якості із відповідних відносних зважених базових показників якості, тобто віртуальна міра якості продукції, яка і використовується у процедурі визначення рівня якості досліджуваної продукції [21].

Енергоефективність міських газових мереж тісно пов'язана з ефективністю експлуатації систем мережі централізованого теплопостачання.

Мережі централізованого теплопостачання зазвичай розглядаються в літературі як одне з найефективніших рішень для зменшення викидів парникових газів у будівельному секторі. Ці системи вимагають значних інвестицій, які повертаються за рахунок продажу тепла. Через зміну кліматичних умов та політику реконструкції будівель, попит на тепло в майбутньому може зменшитися, що подовжить термін окупності інвестицій.

Основною метою цієї роботи є оцінка доцільності використання функції попиту на тепло – температура зовнішнього повітря для прогнозування попиту на тепло. Як приклад було використано район Алваладе, розташований у Лісабоні (Португалія). Район складається з 665 будівель, які відрізняються як періодом будівництва, так і типологією. Було розроблено три погодні сценарії (низький, середній, високий) та три сценарії реконструкції району (неглибокий, проміжний, глибокий). Для оцінки похибки отримані значення попиту на тепло порівнювали з результатами динамічної моделі попиту на тепло, раніше розробленої та перевіреної авторами. Результати показали, що якщо враховувати лише зміну погоди, то похибка може бути прийнятною для деяких застосувань (похибка річного попиту була нижчою за 20% для всіх розглянутих погодних сценаріїв). Однак після введення сценаріїв реконструкції значення похибки збільшилося до 59,5% (залежно від комбінації погодних сценаріїв та сценаріїв реконструкції). Значення коефіцієнта нахилу в середньому збільшувалося в

діапазоні від 3,8% до 8% за декаду, що відповідає зменшенню кількості годин опалення на 22-139 годин протягом опалювального сезону (залежно від комбінації погодних та реконструкційних сценаріїв). З іншого боку, перетин функції з віссю орбіти збільшувався на 7,8-12,7% за декаду (залежно від пов'язаних сценаріїв). Запропоновані значення можна використовувати для модифікації параметрів функції для розглянутих сценаріїв та підвищення точності оцінок потреб у теплі.

Останніми роками якість природного газу стала предметом суперечок для ринкових партнерів уздовж газового ланцюжка вартості, особливо в контексті процесу гармонізації якості газу в Європі. Хоча консенсусу щодо багатьох аспектів регулювання якості газу вдалося досягти, що призвело до першого європейського стандарту якості Н-газу (EN 16726), цьому стандарту бракує будь-якого регулювання властивостей, пов'язаних з горінням, окрім мінімального метанового числа. Також існує значна невизначеність щодо того, якою мірою коливання якості газу насправді відбуваються в німецьких газових мережах сьогодні та як вони можуть впливати на газові установки. Це було предметом двох досліджень, проведених групою німецьких дослідницьких організацій, пов'язаних з газом, в яких вимірювання якості газу протягом тривалих періодів часу були зібрані для різних регіонів Німеччини, щоб висвітлити частоту та серйозність місцевих змін якості та складу газу. Хоча одне з цих досліджень було зосереджено на скляній промисловості, а також розглядало можливі заходи для компенсації коливань якості газу, інше мало ширший підхід, досліджуючи загальні практики коригування, обізнаність.

#### **1.4 Аналіз енергетичної та гідравлічної ефективності газових мереж**

Загальні енерговитрати на трубопровідний транспорт газу можна розділити на корисне використання енергії та енергетичні втрати [35]. До

корисного використання енергії слід віднести енергозатрати, спрямовані на забезпечення доступної пропускної здатності заданого трубопроводу в умовах стаціонарного руху природного газу. Це твердження виконується на основному призначенні газопроводусереднього тиску. До енергетичних втрат коли транспортується природний газ слід віднести всі інші види енергозатрат на роботу.

Зазначаючи, що енергія газу в газовому потоці складається із потенціальної (кінетичної) та й внутрішньої. При русі газу може відбуватися перетворення енергії з одного виду в зовсім інший та виникають дисипаційні процеси в газі. Із точки зору гідрогазодинаміки при русі природного газу у трубах мають місце гідравлічні втрати, суть яких зводиться до перетворення потенціальної в кінетичну і в внутрішню, яка через стінки труби розсіюється в навколишнє довкілля.

В [58] проведено аналіз енерговитрат і втрат енергії при трубопроводному транспорті газу.

До енергетичних втрат при транспортуванні газу з точки зору фізичних уявлень про процес слід віднести втрати механічної енергії, пов'язані з роботою сил тертя і перетворенням у внутрішню енергію з наступним розсіюванням в довкілля, енергетичні втрати, пов'язані з дією сил інерції в потоці, та затрати енергії на підтримання напруженого стану трубопроводу.

Для визначення першого виду енерговитрат використаємо рівняння енергії газового потоку [93]:

$$\begin{aligned} \frac{\partial T}{\partial t} = -W \frac{\partial T}{\partial x} + \frac{1}{T\rho \frac{\partial c_p}{\partial T} + \rho c_p} & \left( \rho \frac{\partial W}{\partial x} \left( c_p T + \rho T \frac{\partial c_p}{\partial \rho} \right) + \xi \frac{\partial^2 T}{\partial x^2} + \frac{\partial T}{\partial t} \left( \frac{\partial T}{\partial x} \right)^2 + \right. \\ & \left. + \frac{\partial \xi}{\partial P} \frac{\partial T}{\partial x} \frac{\partial P}{\partial x} + \frac{\pi D \alpha_1}{c_c r_c F_c} (T_c - T) - \frac{gW}{c_p} \frac{dh}{dx} \frac{\partial T_c}{\partial t} \right) = \quad (1.7) \\ = \frac{\xi_c}{\rho_c c_c} \frac{\partial^2 T_c}{\partial x^2} + \frac{\pi D \alpha_2}{c_c \rho_c F_c} (T_{\text{нав}} - T_c) + \frac{\pi D \alpha_2}{c_c \rho_c F_c} (T - T_c). \end{aligned}$$

Тут, крім зазначених вище позначень, прийнято:  $c_p$ ,  $c_c$  – ізобарна теплоємність газу та теплоємного матеріалу труб;  $T_{\text{нав}}$ ,  $T_c$ , – температура навколишнього середовища і стінки трубопроводу;  $\alpha_1, \alpha_2$  – коефіцієнти

тепловіддачі від газу до стінки і від стінки в навколишнє середовище;  $D, d$  – зовнішній і внутрішній діаметри труби;  $\xi, \xi_c$  – коефіцієнти теплопровідності газу і стінки труби;  $F, F_c$  – площа перерізу трубопроводу і стінки;  $\chi = \frac{\xi}{\rho c_p}$ ;  $h$  – геодезична позначка траси газопроводу. [42].

Останні два члени рівняння характеризують теплообмін між газом та навколишнім середовищем, причому останній член характеризує тепловіддачу від газу до стінки трубопроводу, а передостанній – від стінки в довкілля. [42].

При транспортуванні газу магістральним газопроводом внаслідок високого тиску в порожнині труб метал стінки постійно знаходиться в напруженому стані, на що витрачається певна частина енергії газового потоку. Напружений стан трубопроводу можна вважати плоским [55], він характеризується кільцевими та повздожніми напруженнями, які визначаються величиною внутрішнього тиску. Питома потенціальна енергія формозміни в умовах напружено-деформованого стану стінок трубопроводу являє собою джерело енерговитрат.

Розрахунки, проведені для реальних режимів газопроводів в [50], дозволили оцінити величини енерговитрат при транспортуванні газу. В результаті проведеного аналізу встановлено, що максимальне значення корисних витрат енергії складає 27,76%, дисипативні втрати складають 69,63%, а затрати на підтримання напружено-деформованого стану трубопроводу – 2,61%. Величина інерційних витрат енергії для реального газопроводу в залежності від температурного режиму коливається в межах 5,84% - 13,06%.

Проведені дослідження показали, що масова частка витрат енергії на забезпечення потрібної заданої пропускної здатності незначна в порівнянні із енергетичними втратами при транспортуванні газу. Енергозатрати на напружено-деформований стан труби не значні, і їх скоротити дуже важко. Найбільш важливими є дисипативні та й інерційні втрати енергії, скорочення

яких дозволить на декілька одиниць підвищити енергоефективність трубопровідного транспорту.

Лінійна ділянка не має прямого енергозабезпечення. Однак, енергія підводиться з потоком стисненого газу. Ця енергія витрачається на подолання сил опору з метою забезпечення заданої пропускної здатності газопроводу та енергетичні втрати. Частина енергії, що витрачається на забезпечення заданої пропускної здатності газопроводу вважається корисною, оскільки газопровід має призначення забезпечити задану пропускну здатність. Очевидно, відношення затрат корисної енергії до підведеної з потоком газу є коефіцієнт корисної дії лінійної ділянки [25].

Таким чином, для газотранспортної системи, що працює в умовах неповного завантаження, характерна часта зміна режимів, викликана значними амплітудними коливаннями продуктивності, що призводить до зростання інерційних втрат енергії в порівнянні з іншими енерговитратами, і, як наслідок, зниження ККД системи.

Газопровід як такий що газодинамічні процеси, є досить складною системою, що ускладнюється при наявності рідкої фази в його основній порожнині. Велика протяжність ділянок призводить до того, що можливе визначення кількості та її розподіл по довжині рідини може розглядатися тоді як стохастичний процес. Тому складний процес досліджуваного сумісного руху рідкої та газової фази у детермінованій формі не реалізований. В зв'язку з цим потрібне визначення коефіцієнта гідравлічної ефективності газопроводу на підставі математичних моделей слід розглядати як стохастичний процес, та розрахунки спираються на статистичний початковий матеріал заданий. Дослідження підводять теоретичну основу під задачу ефективності роботи трубопроводів та методів видалення рідини із внутрішньої порожнини труби. Результати теоретичних досліджень прийняли експериментальне підтвердження на напівпромислових стендах, в практиці експлуатації реальних труб, є істотні розбіжності із експериментальними відданими даними. Як показано в [70], очищення

газопроводів від рідких скупчень за допомогою механічних очисних пристроїв може привести до підвищення гідравлічної ефективності на 10-12 %. На практиці ж підвищити коефіцієнт гідравлічної ефективності цим методом вдається на 3-5 %. Розбіжності пояснені тільки неврахуванням великого ряду чинників реальних досліджуваних умовах напруженого стану; , які не піддаються точному їх визначенню, або не враховується те що унаслідок спрощення моделі. З іншого боку, використання складних точних моделей призводить до громіздких розрахунків, які для оперативних задач неприйнятні. Тому доречно підбирати квазістаціонарний режим діагностування газопроводу і відповідно до нього спрощену діагностичну модель. [44].

Як відомо [4,5], характер руху газу в трубах описується системою диференціальних рівнянь в часткових похідних, до якої входять рівняння руху, нерозривності, енергії:

$$\frac{\partial \rho}{\partial x} + \alpha W \frac{\partial(\rho W)}{\partial x} + \rho g \frac{dh}{dx} + \frac{\partial(\rho W)}{\partial t} + \frac{\lambda \rho W^2}{2d} = 0,$$

$$\frac{\partial(\rho W)}{\partial x} + \frac{\partial \rho}{\partial t} = 0, \quad (1.8)$$

$$\frac{\partial T}{\partial t} = -W \frac{\partial T}{\partial x} + \frac{1}{T \rho \frac{\partial c_p}{\partial T} + \rho c_p} \left( \rho \frac{\partial W}{\partial x} \left( c_p T + \rho T \frac{\partial c_p}{\partial \rho} \right) + \xi \frac{\partial^2 T}{\partial x^2} + \frac{\partial T}{\partial t} \left( \frac{\partial T}{\partial x} \right)^2 + \frac{\partial \xi}{\partial P} \frac{\partial T}{\partial x} \frac{\partial P}{\partial x} + \frac{\pi D \alpha_1}{c_c r_c F_c} (T_c - T) - \frac{g W}{c_p} \frac{dh}{dx} \frac{\partial T_c}{\partial t} \right) =$$

$$= \frac{\xi_c}{\rho_c c_c} \frac{\partial^2 T_c}{\partial x^2} + \frac{\pi D \alpha_2}{c_c \rho_c F_c} (T_{\text{нав}} - T_c) + \frac{\pi D \alpha_2}{c_c \rho_c F_c} (T - T_c).$$

||  
 прийнято:  $c_p, c_e$  — ізобарна теплоємність газу та теплоємного матеріалу труб;  $T_{\text{нав}}, T_c$  — температура навколишнього середовища і стінки трубопроводу;  $\alpha_1, \alpha_2$  — коефіцієнти тепловіддачі від газу до стінки і від стінки в навколишнє середовище;  $D, d$  — зовнішній і внутрішній діаметри труби;  $\xi, \xi_e$  — коефіцієнти теплопровідності газу і стінки труби;  $F, F_c$  — площа перерізу трубопроводу і стінки;  $\chi = \frac{\xi}{\rho c_p}$ ;  $h$  — геодезична позначка траси газопроводу.¶

Рівняння досліджуваної енергії потоку газу показує закон збереження енергії стосовно реального руху реального газу в трубі. При цьому ліва частина містить члени, які можна враховувати даний характер перетворення механічної енергії у внутрішню енергію, а друга права частина відповідає розсіюванню енергії за рахунок теплообміну з навколишнім середовищем

Відношення попереднього члена, що характеризує теплообмін із навколишнім довкіллям, до основного члена, який характеризує процес перетворення механічної енергії в ту що теплова, можна розглядати як основну характеристику процесу. Таке відношення може вважатися критерієм подібності процесів основної дисипації енергії.

співвідношення у вигляді

$$\Lambda = \frac{\frac{\pi D \alpha_2}{c \rho F} (T_{\text{нав}} - T)}{\rho \frac{\partial W}{\partial x} (c_p T + \rho T \frac{\partial c_p}{\partial p})} \quad (1.9)$$

Повний теплообмін із навколишнім довкіллям повинен характеризуватися загальним коефіцієнтом теплопередачі від газу до земного ґрунту, тому в формулі 1.9 заміняємо  $\alpha_2$  на коефіцієнт  $k$ .

Користуємось правилами приведення диференціальних операторів, із врахуванням рівняння газового стану

$$\Lambda = \frac{Dk(T_{zp} - T)}{\rho W c_p T x} = \frac{Dk(T_{zp} - T)\gamma RT}{p W c_p T x}$$

де  $\gamma$  - політропа термогазодинамічного процесу, а  $R$  - газова стала.

Приймаючи розмір системи  $x$  рівним діаметру газопроводу, одержимо

$$\Lambda = \frac{k(T_{zp} - T)W}{p_{cp} c_p T_{cp}} \quad (1.10)$$

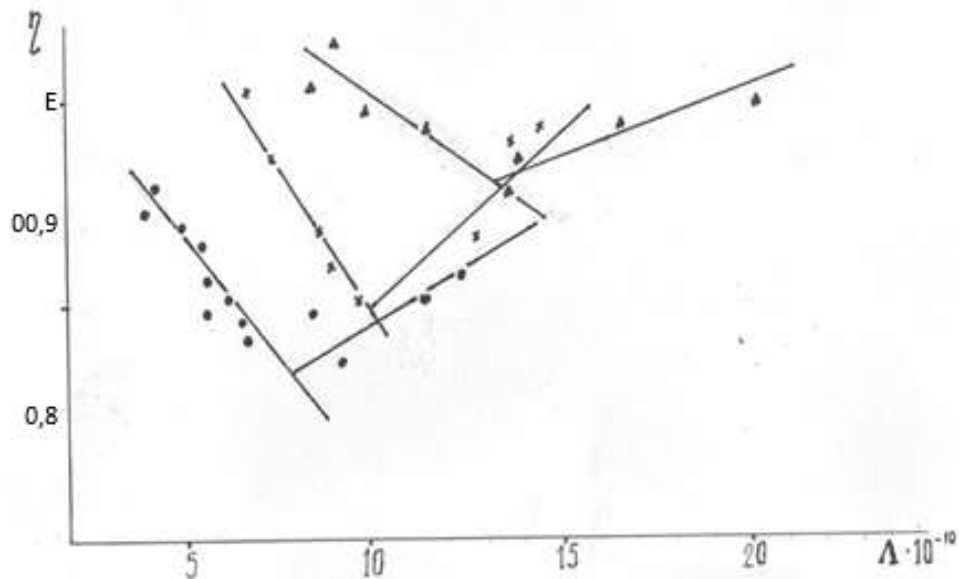
В отриманій залежності задана швидкість розповсюдження хвилі тиску  $c = \sqrt{\gamma RT}$  змінено характерною даною швидкістю газового потоку  $W$ .

Неважко бачити, що отриманий комплекс є безрозмірним, отриманим на основі класичного рівняння, яке відображає закон збереження і перетворення енергії, тому може вважатися критерієм подібності дисипації енергії в газових потоках.

Досліджено щ оповна енергія потоку газу складається із потенціальної, кінетичної та й внутрішньої енергії. Перший показник при русі по лінійній ділянці може перетворюватися в кінетичну і за рахунок роботи сили тертя переходити у внутрішню енергію, якої є температура газу. Отже температура газу моглаби зростати по довжині лінійної ділянки трубопроводу. Однак за рахунок ефекту Джоуля-Томпсона та теплообміну із навколишнім середовищем відбувається розсіювання енергії, що приводить до безповоротних втрат. Отже дослідження температурного режиму трубопроводів мають велике значення в ефективності використання енергії в транспорті газу.

З метою практичного підтвердження вказаної закономірності виконано серії промислових експериментів на магістральних газопроводах. Зі результатів реальних вимірювань основних параметрів роботи за період недавніх років визначені ККД газопроводів "Братерство", "Союз" і Уренгой-

Помари-Ужгородд. Також обчислені значення наведеного  $\Lambda$ . Результати показані на рисунку 1.8.



$\Delta$  - газопровід У-П-У;  $\times$  - газопровід Союз;  $\bullet$  - газопровід Братерство

Рисунок 1.9 - Залежність гідравлічної ефективності від критерію  $\Lambda$

Величина заданого коефіцієнта кореляції гідравлічної ефективності та безрозмірного комплексу  $\Lambda$  складає 0.85, що дозволяє говорити про сильну залежність між заданими параметрами. Що слід було очікувати, із збільшенням даного параметру  $\Lambda$  величина ефективності знижується. Це відповідає фізичним даним уявленням про розсіювання енергії вгазі. Починаючи із визначеної величини  $\Lambda$ , із збільшенням коефіцієнт гідравлічної ефективності набагато зростає, збільшення параметра відбувається за рахунок зростання швидкості газового потоку за рахунок зниження середньої температури газу в середовищі, яке транспортується, або ще через зміну обох параметрів у комплексі. Збільшення лінійної швидкості газового потоку дасть поштовх до збільшення гідравлічних втрат в місцевих опорах, та й до зниження гідравлічної ефективності. Окрім, збільшення лінійної швидкості призводить до високої турбулізації потоку та й до появи наведеної шорсткості, починаючи з певної межі, з збільшенням лінійної швидкості руху

розпочнеться винесення рідини із трубопроводу, процес починається при лінійних швидкостях 17 м / с, який не може спомтергатися в реальних умовах. Досліди демонструють, що при лінійних швидкостях, що перевищують 6-8 м/с, проходить стирання внутрішньої поверхні стінки трубопроводу струменем газового потоку від досліджуваної шорсткості. Доведено що із збільшенням швидкості понад 8 м/с коефіцієнт газопроводу зростає. [45]

Зниження ефективності при зростанні параметра  $\Lambda$  розглядаємо таким чином що:

- із збільшенням ступеня дисипації енергії гідравлічна ефективність знижується;
- при збільшенні параметра  $\Lambda$  на 10%, для "Братерство", знижується на 3.7%;
- "Союз" складає 1.8%;
- "Уренгой-Помари-Ужгород" - 0.9%.

Тепловтрати для різних газопроводів різно впливають на гідравлічну ефективність, але їх тенденція зниження є загальною. Статистична обробка розрахункових даних дозволила отримати рівняння ліній регресії для досліджуваних трубопроводів.

Очевидно, встановлені закономірності характерні для газових потоків в трубопроводах газових мереж при наявності рідкої фази в порожнині. В таких випадках зростання гідравлічних втрат за рахунок утворення рідинних корків та наведеної шорсткості внутрішньої поверхні труб призводить до зростання енерговтрат та зниження коефіцієнта гідравлічної ефективності газової мережі. Тому актуальною є задача встановлення характеру і її структури енергозатратних втрат в мережі газопроводів.

Перше рівняння системи (1.8), яке звичайно називають рівнянням руху, побудовано на основі принципу Д'Аламбера шляхом суперпозиції сил, що діють на елемент суцільного рухомого середовища, на осі трубопроводу.

Перший член рівняння, який називається градієнтом тиску, є дією сил тиску на потік середовища, що рухається.

Другий член враховує вплив на потік Коріолісової сили, викликані нерівномірністю розподілу швидкостей по перерізу труби. Враховуючи одномірність потоку та припущення рівномірності розподілу параметрів по перерізу труби, цим членом нехтують [162].

Третій член рівняння – це вплив гравітаційних сил на потік газу, що рухається по похилій ділянці.

Четвертий член рівняння – це вплив сил інерції на потік газу.

П'ятий член рівняння – це вплив сил тертя на потік суцільного середовища.

Рівняння руху в формі (1.8) дуже складне в реалізації. Тому різні дослідники [48,62] із метою вирішення низки інженерних задач спрощують його шляхом відкидання деяких членів, що несуттєво впливають на процес. Однак досліджені структури різних видів гідравлічних утрат, що входять у (1.8) у вигляді окремих додатків, у літературі відсутні.

Зазначаючи, що з із чотирьох основних складових сил у (1.8) три визначаються незалежно від тих даних щодо властивостей поля тиску всередовищі. Коли із чотирьох складових три складових визначені, то остання знаходиться цілком просто. [46].

Тому рівність 1.8 визначає взаємозв'язок поля швидкостей та й поля тиску.

Кожна із складових рівняння (1.8) визначалася за усередненими в часі показниками.

Значення градієнта тиску:

$$\left(\frac{\partial P}{\partial x}\right)_{\text{сеп}} = \frac{P_{i0} - P_{iL}}{L}, \quad P_{i0} = \frac{1}{T} \int_0^T P(O, t) dt, \quad P_{iL} = \frac{1}{T} \int_0^T P(L, t) dt,$$

де  $T$  – проміжок заданого часу,

Гравітаційні втрати визначалися з

$$\left( \rho g \frac{dh}{dx} \right)_{\text{сеп}} = \rho_{\text{сеп}} g i_{\text{сеп}},$$

де  $\rho_{\text{сеп}}$  – середня усереднена густина газу:

$$\rho_{\text{сеп}} = \frac{P_{\text{сеп}}}{z_{\text{сеп}} R T_{\text{сеп}}};$$

$P_{\text{сеп}}, T_{\text{сеп}}$  – середні усереднені значення тиску і температури:

$$P_{\text{сеп}} = \frac{2}{3} \left( P_{io} + \frac{P_{iL}^z}{P + P_{io}} \right)_{iL}; \quad T_{\text{сеп}} = T_{\text{нав}} + \frac{T_{io} - T_{iL}}{\ln \frac{T_{io} - T_{\text{нав}}}{T_{iL} - T_{\text{нав}}}};$$

де  $z_{\text{сеп}}$  – коефіцієнт стисливості газу при  $i_{\text{сеп}}$  – середній геометричний ухил газопроводу,  $i_{\text{сеп}} = f/L^2$ ;  $f$  – площа, обмежена профілем траси газопроводу та горизонтальною лінією, що проходить через його початок;  $L$  – довжина ділянки газопроводу.

Величина інерційних гідравлічних втрат:

$$\left( \frac{\partial(\rho W)}{\partial t} \right)_{\text{сеп}} = \frac{1}{FT} \int_0^T |M_i - M_{i+1}| dt,$$

де  $M_i, M_{i+1}$  – масові витрати газу газопроводом на кінцях кожного проміжку дискретності за часом.

Виконані розрахунки і визначалася як наступна різниця:

$$\left( \frac{\lambda \rho W^2}{2d} \right)_{\text{сеп}} = \left( \frac{\partial P}{\partial x} \right)_{\text{сеп}} - \left( \frac{dh}{dx} \right)_{\text{сеп}} + \left( \frac{\partial(\rho W)}{\partial t} \right)_{\text{сеп}}.$$

Частинка із кожного із видів гідравлічних втрат у загальній структурі стосовно середньої величини градієнта тиску втрубопроводі.

Аналіз досліджуваних результатів дозволяє показати, що найбільшу питому вагу у узагальненій структурі гідравлічних втрат є втрати на тертя. Середньо узагальнена величина цих втрат складає 94,71 %. Дисперсія дослідження втрат навколо середнього яке є складає 13,28 %, а той же коефіцієнт варіації 17,8 %.

Втрати гідравлічні, пов'язані із впливом сили гравітації у загальній структурі, займає найменшу частку. В залежності від типу режиму експлуатації та й характеру профілю траси, ця питома величина коливається в межах від 4,07% до 8,11%, а коефіцієнт варіації складає 22,7%, ці втрати зумовлені профілем траси і параметрами режиму роботи. Для одного або й іншого газопроводу межі зміни істотно звужуються.

Величина складає 19,55 у загальній структурі втрат газу, залежно від режиму роботи газопроводу інерційні втрати коливається в межах від 1,09% до приблизно 43,9 із дисперсією 12,66% і найбільшим коефіцієнтом варіації 63,4%. Що може показувати непередбачуваність величини інерційних втрат в трубопроводі.

Проведені дослідження показали, що частинка витрат енергії на забезпечення номінальної заданої пропускної здатності труби незначна із тим що в порівнянні із енергетичними втратами при транспорті газу.

### **1.5 Постановка задач досліджень**

Проблема енергоефективності газових мереж характеризується актуальністю як з економічної, так і з екологічної сторони, в зв'язку з чим її різносторонні задачі і їх реалізація зустрічаються в наукових публікаціях багатьох дослідників. Одним з класичних підходів до вивчення даної проблеми є дослідження, пов'язані з встановленням закономірностей процесу горіння природного газу і встановленням його якості як енергоносія. Зокрема, досліджено енергоефективність різних компонентів вуглеводневих енергоносіїв, запропоновано систему критеріїв оцінки їх якості як пального. Однак, питання оперативної оцінки вуглеводневого енергоносія в процесі його використання на практиці залишається на даний час відкритим.

Важливим питанням енергоефективності газової мережі в процесі експлуатації є дослідження енергетичних втрат при транспортуванні вуглеводневого енергоносія до споживача. Встановлено закономірності

впливу технічного стану газопроводів газової мережі на величину енерговтрат в потоці газу, які характеризуються гідравлічною ефективністю. Однак питання взаємозв'язку гідравлічної ефективності і енерговтрат в складних системах газової мережі вимагають подальшого вивчення.

Важливим питанням оцінки якості вуглеводневого газу як енергоносія є вивчення впливу негорючих домішок і вологи на його енергетичні характеристики, яке недостатньо повно відображено в літературі.

Актуальним питанням на даний час є використання домішок водню до вуглеводневого енергоносія з метою підвищення його енергоефективності і зменшення шкідливого впливу на довкілля, яке знаходиться на стадії активного вивчення.

Аналіз літературних джерел з проблеми енергоефективності газових мереж дозволив встановити для дослідження загальну мету та наступні завдання:

Метою дисертаційної роботи є встановлення закономірностей впливу компонентного складу енергоносія на протікання технологічних процесів в газотранспортних мережах для оптимізації оперативного керування експлуатаційними режимами за умови високої енергоефективності.

Поставлена мета реалізується шляхом вирішення наступних задач:

5. Створення матмоделі для дослідження енергоефективності природного газу як енергоносіїв із врахуванням домішок, що додають до них негорючих інгредієнтів та вологи.

6. Аналітичні дослідження процесу горіння вуглеводневого газу з досліджуваними домішками негорючих інгредієнтів із основними врахуванням надлишку повітря для оперативного їх визначення температури продуктів згоряння як основного критерія якості енергоносія.

7. Дослідження тих закономірностей взаємозв'язку, які зумовлені технічно і гідравлічно для стану газової мережі та її основної енергетичної характеристики

## **Розділ 2. АНАЛІТИЧНІ ДОСЛІДЖЕННЯ ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОСТІ ПРИРОДНИХ ГАЗІВ В ЗАЛЕЖНОСТІ ВІД СКЛАДУ І РІВНЯ ПІДГОТОВКИ**

В умовах зростання світових цін на енергоносії, вимоги до природного газу стають дедалі актуальнішими. Збільшення кількості джерел видобутку газу з різним компонентним складом та умовами підготовки до транспортування є причиною отримання споживачем енергоносія з широким діапазоном характеристик енергоефективності, відповідно до яких має визначатися його ціна [1,2]. Тому оцінка якості природного газу як палива повинна базуватися на дослідженнях залежності його енергетичних характеристик від параметрів стану (компонентного складу, вологості, наявності домішок тощо).

Досліджується процес горіння вуглеводневих газів в основному повітряному середовищі, де наведено результати розрахунків впливу маси енергоносія та коефіцієнта надлишку кисню на величину температури горіння газу. Побудовано математичну модель на основі принципу балансу теплової енергії в процесі горіння, яка встановлює взаємозв'язок між теплотворною здатністю вуглеводневих енергоносіїв та температурою продуктів згорання за різних умов протікання процесу. Модель параметрично включає залежність від негорючих інгредієнтів, які можуть міститися в природному газі, та домішок водню. Запропонований алгоритм реалізації створеної математичної моделі дозволив отримати результати, що характеризують вплив молекулярної маси вуглеводневого газу і коефіцієнту надлишку повітря, а також різноманітних домішок в природному енергоносії, на температуру продуктів згорання в числовому і графічному вигляді. Побудовані графічні залежності дозволяють оцінити вплив параметрів процесу на температуру горіння, що характеризує енергоефективність практичного використання природного газу як суміші вуглеводневих енергоносіїв. Встановлено вперше на основі аналітичних досліджень

закономірності впливу негорючих інгредієнтів, що можуть міститися в природному газі, та його вологовмісту на величину температури продуктів згоряння, дано оцінку впливу домішок водню в природний газ на ступінь зростання температури продуктів згоряння. Отримані залежності температури продуктів згоряння, яку легко виміряти в протіканні технологічних процесів, від параметрів і концентрацій домішок в природному газі можуть бути використані як критерії якості природного газу в якості енергоносія

## 2.1 Постановка задачі дослідження

Енергетична цінність природного газу як енергоносія може розглядатися як сума енергії стану газового середовища і енергії екзотермічного процесу хімічної взаємодії з окислювачем (енергії горіння) [1,2]. Енергія стану газу характеризується параметрами стану (тиском і температурою) і може бути визначена на основі законів газодинаміки.

Як відомо [1,2], повна енергія стану потоку реального газу може бути представлена у вигляді суми потенціальної  $P$ , кінетичної  $K$  та внутрішньої  $U$  енергій. В свою чергу потенціальна енергія представляється як сума потенціальної енергії положення  $P_1 = mgh$  і потенціальної енергії стиснення газу

$P_2 = pV$  ( $p$  – тиск;  $V$  – об'єм). Кінетична енергія визначається швидкістю газового потоку  $w$  і складає  $K = mw^2/2$ . Внутрішня енергія пропорційна абсолютній температурі в газовому потоці  $U = CT$ . Тоді загальний вираз для енергії стану потоку реального газу

$$E = mgh + pV + mw^2/2 + CT$$

Питома енергія стану потоку реального газу, віднесена до одиниці його маси

$$e = E/m = gh + p/mV + w^2/2 + c_p T$$

Як видно з приведених залежностей, питома енергія стану потоку реального газу залежить від природи газу в потоці, оскільки густина і питома ізобарна теплоємність газу є його фізичними властивостями. Отже, енергетична характеристика стану різних за природою вуглеводневих газів в ідентичних умовах газового потоку буде різною. Іншими словами, при русі різних вуглеводневих газів в потоці з однаковими кінематичними параметрами енергетична характеристика стану буде різною. Заважимо, що енергія горіння різних вуглеводневих енергоносіїв є також різною [1,2], тому логічний висновок про взаємозв'язок енергії стану та енергії горіння являється закономірним. Отже, для кожного вуглеводневого енергоносія питомі енергії горіння і стану мають властиві відповідні значення.

Для розрахункового визначення величини питомої енергії стану конкретного вуглеводневого енергоносія необхідно знати його фізичні властивості (молекулярну масу  $\mu$  і питому ізобарну теплоємність  $c_p$ ) та параметри стану (тиск  $P$  і температуру  $T$ ). За вказаними фізичними параметрами і газу сталу

$$\rho = \mu / 22,4; \quad \Delta = \rho / 1,293; \quad R = 287 / \Delta$$

Густина газу при робочих умовах: параметрах стану тиску  $P$  і температурі  $T$  може бути знайдена з рівняння газового стану

$$\rho = P / zRT$$

Коефіцієнт стисливості газу  $z$  може бути розрахований за однією з відомих формул для вуглеводневих газів в залежності від тиску та температури

$$z = 1 - 5,5 \frac{P \Delta^{1,3}}{T^{3,3}}$$

Заважимо, що надстисливість реального газу характеризується параметрами фізичних властивостей енергоносія, що підкреслює висновок про вплив властивостей вуглеводневого газу на енергію стану.

Викладена методика покладена в основу розрахунку питомої потенціальної енергії стану  $P/\rho$  без врахування потенціальної енергії положення, що характерно для рівнинних газопроводів газових мереж.

Питома кінетична енергія стану визначається величиною лінійної швидкості газу в газопроводі, яка при умовах стаціонарної течії газу є змінною по довжині

$$k=w^2/2$$

При масовій витраті газу  $M$  по газопроводу внутрішнім діаметром  $d$  лінійна швидкість залежить від густини при робочих умовах

$$W=4M/\pi d^2 \rho$$

Очевидно, що питома кінетична енергія стану залежить від фізичних властивостей енергоносія, тобто для різних вуглеводневих газів вона буде різною.

Питома внутрішня енергія потоку газу пропорційна абсолютній температурі газу з коефіцієнтом пропорційності  $c_p$ , тобто

$$u= c_p T$$

Отже, залежність питомої внутрішньої енергії від роду енергоносія очевидна.

На основі приведених залежностей розраховано для газових енергоносіїв нормального ряду вуглеводнів величини питомих потенціальної, кінетичної і внутрішньої енергій та сумарної питомої енергії стану при різних параметрах стану (тиску і температурі). Одержані залежності у вигляді графіків подано на рисунку 2.1. З графіків видно, що з збільшенням молекулярної маси вуглеводневого енергоносія питома енергія стану зменшується. Зважаючи на те, що важчі молекули рухаються повільніше, збільшення молекулярної маси не впливає на їхню довжину вільного пробігу, однак вимагає більших витрат енергії, щоб забезпечити за певних умов однакову кінетичну енергію та швидкість. Так, при тиску 1 МПа і

температурі 280 К для етану в порівнянні з метаном (зміна молекулярної маси в сторону збільшення з 16 а.о. до 30 а.о., тобто на 87,5%) питома енергія стану зменшується на 40,2%. Для пропану в порівнянні з етаном (збільшення молекулярної маси на 46,9%) при тих же умовах питома енергія стану зменшується на 17,6%, а для бутану в порівнянні з пропаном (збільшення молекулярної маси на 36,4%) при тих же умовах зменшення питомої енергії стану складає 11,6%.

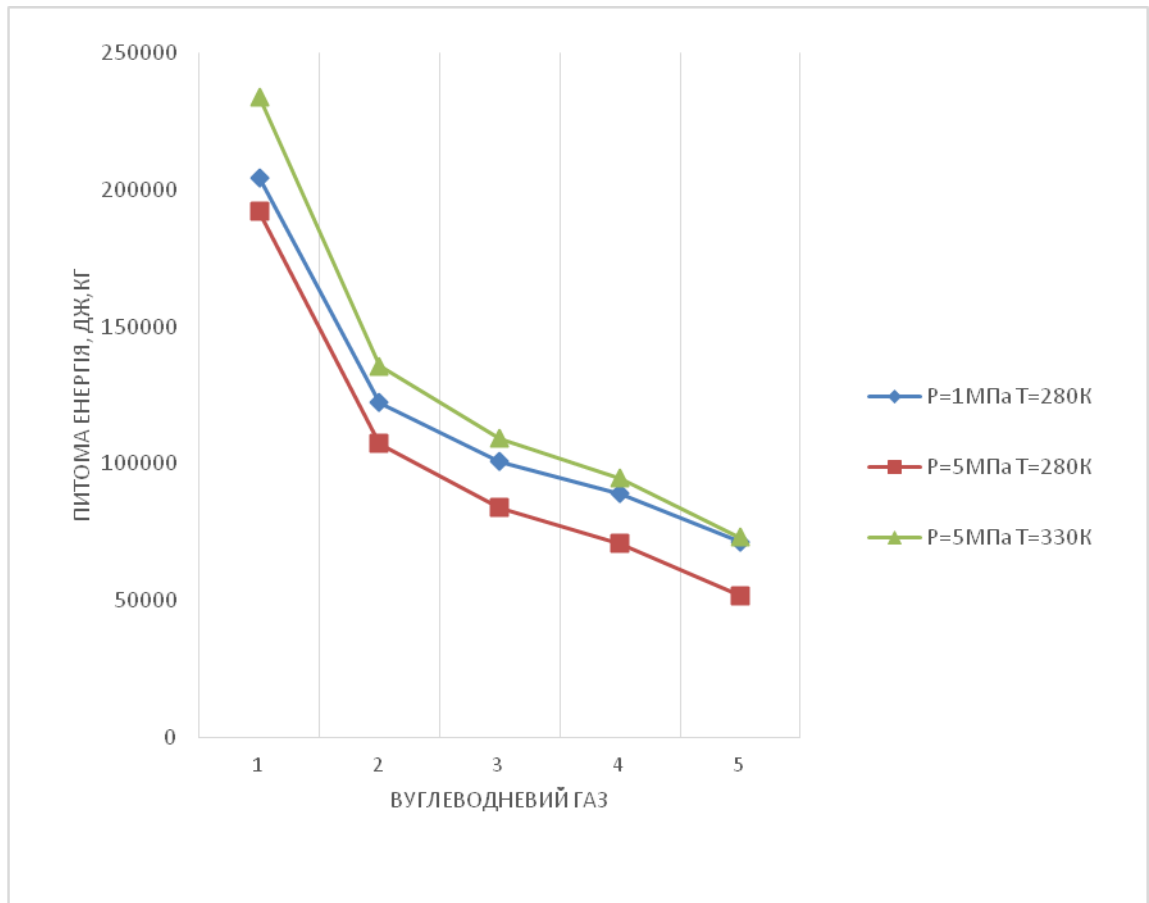


Рисунок 2.1 – Залежність енергії стану від параметрів стану для вуглеводневих газів

1 – метан; 2 – етан; 3- пропан; 4- бутан; 5 – пентан.

При зміні параметрів стану (тиску і температури) енергетичні характеристики системи змінюються, однак тенденція зменшення питомої енергії стані при зростанні молекулярної маси енергоносія залишається незмінною.

Збільшення тиску з 1МПа до 5 МПа при сталій температурі 280К призводить до зменшення питомої енергії стану вуглеводневих енергоносіїв. З зростанням молекулярної маси газу ступінь зменшення питомої енергії стану зростає. Так, за даних умов для метану зменшення питомої енергії стану складає 6.1%, для етану – 12,3%, для пропану – 16,6%, для бутану – 20,5%, для пентану – 27,3%. Така тенденція пояснюється збільшенням витрат потенціальної енергії на зміну віддалей між молекулами при зростанні їх маси.

Збільшення температури газу з 280К до 330К при сталому тиску призводить до зростання питомої енергії стану енергоносіїв. З зростанням молекулярної маси газу ступінь зменшення питомої енергії стану знижується. Так, за даних умов для метану зростання питомої енергії стану складає 14.4%, для етану – 10,9%, для пропану – 8,5%, для бутану – 6,3%, для пентану – 2,5%.

Вказана закономірність пояснюється зростанням швидкості руху молекул (їх довжини вільного пробігу) при збільшенні температури, що призводить до збільшення кінетичної і внутрішньої енергії.

Енергія, що виділяється при горінні природного газу, залежить від його складу та умов згоряння. Однією з важливих характеристик природного газу як палива є його питома теплота згоряння, тобто кількість енергії, що виділяється під час повного згоряння одиниці маси (одиниці об'єму)[3,4].

Розуміємо питому теплоту повного згоряння одиниці маси речовини. Вона враховує втрати тепла, пов'язані з дисоціацією продуктів згоряння та неповними хімічними реакціями горіння. Теплотворна здатність – це максимально можлива енергія, що виділяється внаслідок екзотермічної реакції процесу згоряння одиниці маси речовини) [5,6]. Загальноприйнято [7,8] розрізняти нижчу  $Q_p^H$  та вищу  $Q_p^B$  теплотворну здатність пального, які відрізняються на величину теплової енергії, що витрачається на випаровування одиниці маси вологи  $Q_n$ . Визначається

теплотворна здатність заданих елементів, їх сполук та паливних цих сумішей [8], які можуть чисельно дорівнює теплоті утворення продукту згоряння.

До умов згоряння природного газу в першу чергу слід віднести характер окислювача, в якості якого найчастіше використовується повітря. Кількість повітря, теоретично необхідна для згоряння одиниці маси газу  $L_0$ , визначається на основі стехіометричних співвідношень, побудованих за хімічними реакціями горіння [3]. В технічних системах природний газ згоряє при певному надлишку повітря  $L$ , що характеризується коефіцієнтом надлишку повітря  $\alpha$  [9].

Однак горіння відбувається не тільки за рахунок утворення оксидів. Отже, для найточнішого розрахунку енергетичної ефективності в найширшому сенсі, калорійність елементів та їх сполук слід враховувати не лише в кисні, але й у взаємодії з іншими реагентами (фтором, хлором, азотом). В ряді випадків до природного газу спеціально додаються домішки з метою керування процесами горіння чи утворення продуктів згоряння [9,10]. Так, в системі газопостачання Польщі використовується азотований природний газ для зниження температури продуктів згоряння [11]. Наявність негорючих домішок в природному газі очевидно має вплив на характер процесу згоряння. Тому важливе значення для оцінки природного газу як енергоносія мають дослідження впливу негорючих інгредієнтів і вологи в пальному.

Зовнішнім фактором, що характеризує вуглеводневу сполуку як енергоносію та тісно пов'язаний з калорійністю, є температура горіння [12,13]. Вона залежить не тільки від теплотворної здатності вуглеводневого енергоносія, але й від умов процесу горіння, наявності негорючих інгредієнтів в природному газі [14,15], що в літературних джерелах відображено не достатньо повно. Температура продуктів згоряння підлягає вимірюванню та контролю під

час процесу горіння [16,17], тому важливо встановити зв'язок між калорійністю палива, особливістю процесу горіння та температурою горіння.

Метою нашої роботи є встановлення взаємозв'язку між теплотворною здатністю цих вуглеводневих горючих газів та й температурою їх горіння, та визначення впливу на досліджуваний процес горіння компонентного складу повної маси енергоносіїв, від їх вологості та коефіцієнта надлишку повітря у них.

## 2.2 Методика проведення дослідження

В основу дослідження взаємозв'язку між коефіцієнтом надлишку повітря і температурою продуктів згоряння покладено рівнянням балансу теплової енергії [18], яке враховує фізичне тепло, що вноситься з повітрям  $Q_{нов}$ , з температурою  $t_n$ , тепло, що вноситься із газом  $Q_{газ}$ , з температурою  $t_2$ , теплову енергію, що виділяється в результаті горіння газу  $Q_{гор}$ , тепло чистих продуктів згоряння  $Q_{чпз}$ , та тепло надлишкового повітря і негорючих інгредієнтів, що містяться в складі газу  $Q_{над}$

$$Q_{нов} + Q_{газ} + Q_{гор} = Q_{чпз} + Q_{над}, \quad (2.1)$$

із повітрям

$$Q_{нов} = \alpha L_0 I_{нов}^0, \quad (2.2)$$

де  $I_{нов}^0 = c_p^n t_n$  – ентальпія заданого повітря із ізобарною теплоємністю  $c_p^n$ .

із газом

$$Q_{газ} = c_p^2 t_2 \cdot \quad (2.3)$$

Теплова енергія газу

$$Q_{гор} = Q_p^H \eta, \quad (2.4)$$

де  $\eta$  – ККД системи спалювання.

Тепло чистих продуктів згоряння

$$Q_{чпз} = (L_0 + 1)I_{чпс}, \quad (2.5)$$

де  $I_{чпс}$  – ентальпія чистих продуктів згоряння

$$I_{чпс} = I_{CO_2}r_{CO_2} + I_{N_2}r_{N_2} + I_{H_2O}r_{H_2O}.$$

Повітря, що теоретично необхідно для згоряння 1 кг газу, визначається на основі стехіометричних співвідношень, побудованих за хімічними реакціями горіння [3]

$$L_0 = \frac{1}{0,232} \left( \frac{8}{3}C + 8H + S - O \right),$$

де  $C, H, S, O$  – масові частки в газі.

В технічних системах природний газ, як пальне, згоряє при певному надлишку повітря  $L$ , що характеризується коефіцієнтом надлишку повітря

$$\alpha = (L_0 + L) / L_0,$$

Загальна маса продуктів, що утворилися при повному згорянні 1 кг газу, складає

$$M_{нз} = M_{CO_2} + M_{N_2} + M_{H_2O},$$

де  $M_{CO_2}; M_{N_2}; M_{H_2O}$  - маси вуглекислого газу, азоту і водяної пари, що утворилися в результаті повного згоряння газу.

Масові долі чистих продуктів згоряння визначаються з співвідношень

$$r_{CO_2} = M_{CO_2} / M_{нз}; r_{N_2} = M_{N_2} / M_{нз}; r_{H_2O} = M_{H_2O} / M_{нз}.$$

Ентальпія газу, азоту визначаються за відповідними середніми теплоємностями в інтервалі 0 до  $t_{n3}$ .

$$I_{CO_2} = c_p^{CO_2} t_{n3}; I_{N_2} = c_p^{N_2} t_{n3} \quad I_{H_2O} = c_p^{H_2O} t_{n3}.$$

Тепло надлишкового повітря та негорючих інгредієнтів в газі за температури згоряння

$$Q_{над} = (\alpha - 1)L_0 I_n + \Delta Q. \quad (2.6)$$

де:  $I_n$  – ентальпія надлишкового повітря

$$I_n = c_p^{nob} t_{n3n}.$$

$\Delta Q$  – втрати тепла на підігрівання негорючих інгредієнтів газу

$$\Delta Q = M_{HI} (c_p^{CO_2} t_{n3} + c_p^{H_2O} t_{n3} + c_p^{H_2S} t_{n3})$$

$$M_{HI} = (g^{CO_2} + g^{H_2O} + g^{H_2S}) \quad (2.7)$$

рівняння балансу

$$Q_p^H \eta + \alpha L_0 c_p^n t_n + c_p^2 t_e = \Delta Q + (\alpha - 1)L_0 c_p^{nob} t_{n3} + (L_0 + 1)c_p^{n3} t_{n3}$$

Одержане рівняння є основою для визначення температури продуктів згоряння як функції теплотворної здатності та коефіцієнта надлишку повітря

$$t_{n3} = \frac{\alpha L_0 c_p^n t_n + c_p^2 t_e + Q_p^H \eta}{(L_0 + 1)c_p^{n3} + (\alpha - 1)L_0 c_p^{nob} + \Delta Q}. \quad (8)$$

Для реалізації (8) необхідно встановити теплоємності продуктів згоряння  $c_p^{n3}$  та повітря  $c_p^{nob}$ , які визначаються як середні в діапазоні  $0 - t_{n3}$ .

Враховуючи, що температура продуктів  $t_{n3}$  на початковій стадії невідома, пропонується використати ітерацію, теплоємностей  $c_p^{n3}$  і  $c_p^{nob}$ , та наступному уточненні температури продуктів згоряння за (8). Процедура виконується до досягнення необхідної точності [19].

### 2.3 Результати дослідження та їх аналіз

На основі аналізу отриманої моделі, що пов'язує величину температури продуктів згоряння можуть бути представлені, показано, що головним визначальним є питома теплота згоряння, тому як величина енергії, що вноситься повітрям та паливним газом значно менші. Отже, зростання масової теплоти згоряння паливного газу  $Q_m$  повинно призвести до збільшення температури продуктів згоряння. Наявність негорючих домішок і вологи, навпаки, призводить до зменшення температури продуктів згоряння [20,21].

Як відомо [22], на основі аналізу стехіометричних співвідношень побудовано заданої питомої масової та об'ємної теплотворної здатності, відношення  $K/P$  для основного нормального ряду газів залежно від їх маси молекулярної. Так як збільшення кількості величин атомів вуглецю в молекулах газу збільшує його молекулярну масу та незначно зменшує співвідношення  $K/P$ , питома масова теплотворна здатність в енергоносіїв зменшується коли збільшенням молекулярної маси, для легких газів питома масова теплотворна здатність більша важких. Об'ємна теплотворна здатність визначається відношенням масової здатності до густини газу, тому зі збільшенням молекулярної маси вона може зростає. Так температура горіння вуглеводневих газів повинна знижуватися зі збільшенням молекулярної маси. З іншого боку, при спалюванні вуглеводневого газу на повітрі частина енергії, що виділяється в процесі горіння, витрачається на нагрівання продуктів горіння та надлишку повітря. Коли оцінюєш величину цих енергетичних витрат, дослідими основні реакції горіння та стехіометричні співвідношення в них .

Для оцінки впливу на температуру горіння негорючих інгредієнтів в складі газу і його вологості необхідно встановити значення величини  $\Delta Q$  в формулі

Нехай відносна вологість газу при робочих умовах складає  $\varphi$ , тоді абсолютна масова кількість водяної пари в  $1\text{ м}^3$  газу становить

$$w = \varphi[w]$$

де  $[w]$  – вологовміст повного насичення газу,  $\text{г/м}^3$ ;

або в одному кілограмі газу

$$w^m = \varphi[w] / \rho$$

$\rho$  – густина газу при робочих умовах;

$$\rho = P / zRT .$$

Тоді масова концентрація водяної пари в газі складе  $g^{H_2O} = w^m$ , а масова концентрація горючих інгредієнтів газу –  $g^z = 1 - g^{H_2O}$ .

Аналогічно можна визначити масові концентрації решти негорючих інгредієнтів природного газу. Тоді маса негорючих інгредієнтів, що припадає на 1 кг газу визначиться за (7). Температура продуктів згоряння газової суміші з урахуванням негорючих інгредієнтів (в т.ч. водяної пари) у відповідності до (8) визначиться з залежності

$$t_{nz} = \frac{\alpha L_0 c_p^n t_n + c_p^z t_z + g^z Q_p^H \eta}{(L_0 + 1) c_p^{nz} + (\alpha - 1) L_0 c_p^{no6} + (g^{co2} c_p^{co2} t_{n3} + g^{H2} c_p^{H2O} t_{n3} + g^{H2S} c_p^{H2S} t_{n3})} \quad (2.9)$$

Як вказано в [19], величина маси чистих продуктів згоряння, а також теоретичної масової кількості повітря для одиниці маси вуглеводневих газів, залежить від їх молекулярної маси. Встановлено, що збільшення молекулярної маси вуглеводневого газупризводить до зменшення сумарної маси продуктів згоряння оскільки зменшується теоретична маса кисню, необхідна для повного згоряння 1 кг газу. Окрім того, в чистих продуктах згоряння зростає частка вуглекислого газу з збільшенням молекулярної маси газу, та частка водяної пари повинна зменшуватися. Оскільки ця питома теплоємність близьких до температури продуктів згоряння приблизно вдвічі перевищує теплоємність вуглекислого газу, то являється закономірним при

збільшенні молекулярної маси горючого газу зменшення втрат основної енергії на підігрів чистих продуктів згорання.

При згоранні газів в осередку повітря основна частина отриманої енергії витрачається на підігрівання невеликої кількості інертного азоту, який знаходиться в атмосфері. Аналіз розрахунків показує, що зі зростанням молекулярної маси газу теоретично необхідна кількість повітря зменшується, тому для етану в порівнянні із метаном зменшення його маси теоретично необхідного повітря приблизно складає 6,68, для бутану – 2,58, для пропану – 1,6, для пентану – 0,77. Зниження витрати енергії на підігрівання продуктів згорання (в тому числі і азоту) призводить до зростання температури продуктів згорання вуглеводневого газу, при тому з зростанням молекулярної маси енергоносія температура продуктів згорання закономірно має збільшуватися.

Закономірний висновок на основі аналізу результатів полягає в тому, що для метану та, етану температури продуктів згорання повинна бути високою завдяки більшим значенням співвідношенням  $K/H$ , тобто завдяки більшій питомій теплоті згорання енергоносія в порівнянні з важкими (бутан, пропан, пентан). Проте з іншого боку для газів з більшою масою витрати енергії для того що підігрів чистих продуктів згорання значно менші, що стимулює зростання температури продуктів згорання.

При протіканні процесу горіння в умовах надлишку повітря для підігріву повітря витрачається додаткова енергія, яка призводить до зниження температури згорання.

З метою основної кількісної оцінки впливу молекулярної частинки газу на температуру їх згорання із врахуванням його надлишку до повітря зроблено розрахунок температури горіння різних енергоносіїв на основі (2.8), прямий розрахунок не може бути реалізованим, оскільки в даному випадку не тільки теплоємності повітря та продуктів згорання, що входять у (2.8) залежать від невідомої шуканої температури, але невідомий компонентний склад робочого тіла. Тому було використано ітераційний метод, суть в

послідовному визначення концентрацій інгредієнтів в робочому тілі та їх середніх теплоємностей. В результаті реалізації алгоритму для різних вуглеводневих газів при певному надлишку повітря одержано закономірності зміни температури продуктів згоряння (рис. 2.2).

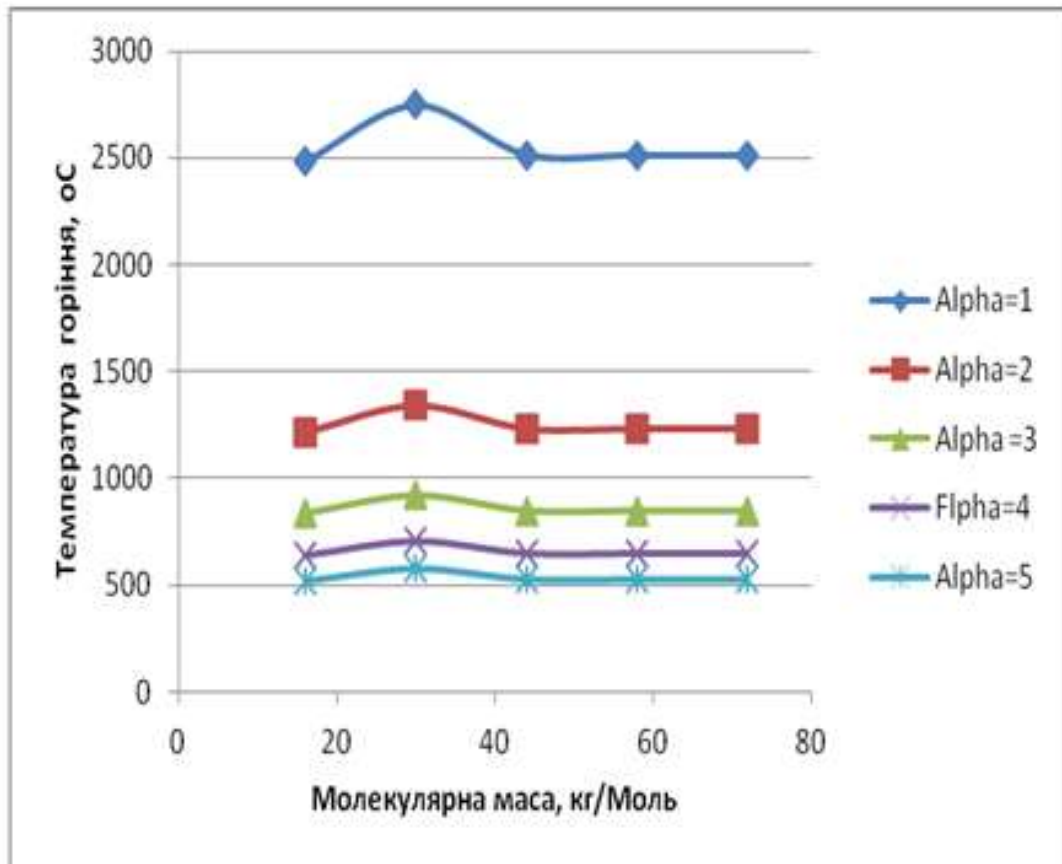


Рисунок 2.2 – Залежність температури продуктів згоряння вуглеводневих газів від молекулярної маси та коефіцієнта надлишку повітря

Аналіз отриманих графічних залежностей показує, що максимальна температура продуктів згоряння характерна для спалювання етану, що масова здатність нижча за теплоту згоряння газу. Пояснення цього факту відкрито закономірностями згоряння метану, при якому може утворюється більша кількість продуктів згоряння із більшою питомою масовою теплоємністю. Це вимагає більшої витрати енергії на їх підігрів. Зі зростанням молекулярної маси енергоносія (бутан, пропан, пентан) температура продуктів згоряння практично не змінюється завдяки тому, що несуттєве зниження питомої масової теплоти згоряння при збільшенні

молекулярної маси частково компенсується зниженням витрат теплової енергії на підігрів продуктів згорання.

Зі збільшенням коефіцієнта надлишку повітря залежність температури продуктів згорання від молекулярної маси вуглеводневого енергоносія практично нівелюється, оскільки основна частка витрат теплової енергії витрачається на підігрівання лишнього повітря, та витрата енергії на підігрів продуктів згорання нівелюється.

Важливим фактором, від якого залежить температура горіння вуглеводневого газу, являється теплотворна здатність або питома теплота згорання, яка характеризується кількістю енергії, що виділяється при повному згоранні одиниці маси пального і яка залежить не тільки від природи вуглеводневого енергоносія, але й від умов згорання, зокрема від вологості газу і вмісту в ньому негорючих інгредієнтів. На рисунках 2.3, 2.4 приведено залежності нижчої теплоти згорання енергоносіїв від відносної їх вологості та домішок азоту для різних вуглеводневих газів. Результати подано у відностних величинах в порівнянні з параметрами метану. Їх аналіз показує, що зростання вологості енергоносія при згоранні призводить до зниження нажччої його теплоти згорання. Цей очевидний висновок характерний для всього ряду вуглеводневих газів, однак збільшення молекулярної маси вуглеводневого енергоносія сповільнює темп зниження теплотворної здатності при зростанні вологості газу. Так, для метану і етану при вологості 10% різниця в значеннях нтжчої теплоти згорання складає 7,86%, аналогічна різниця для етану і пропану складає 3,77%, для пропану і бутану – 2,54%, для бутану і пентану – 2,29%.

При цьому зниження нижчої теплоти згорання для сухого газу і з відносною вологістю 10% складає 4,6% для всіх вуглеводневих енергоносіїв.

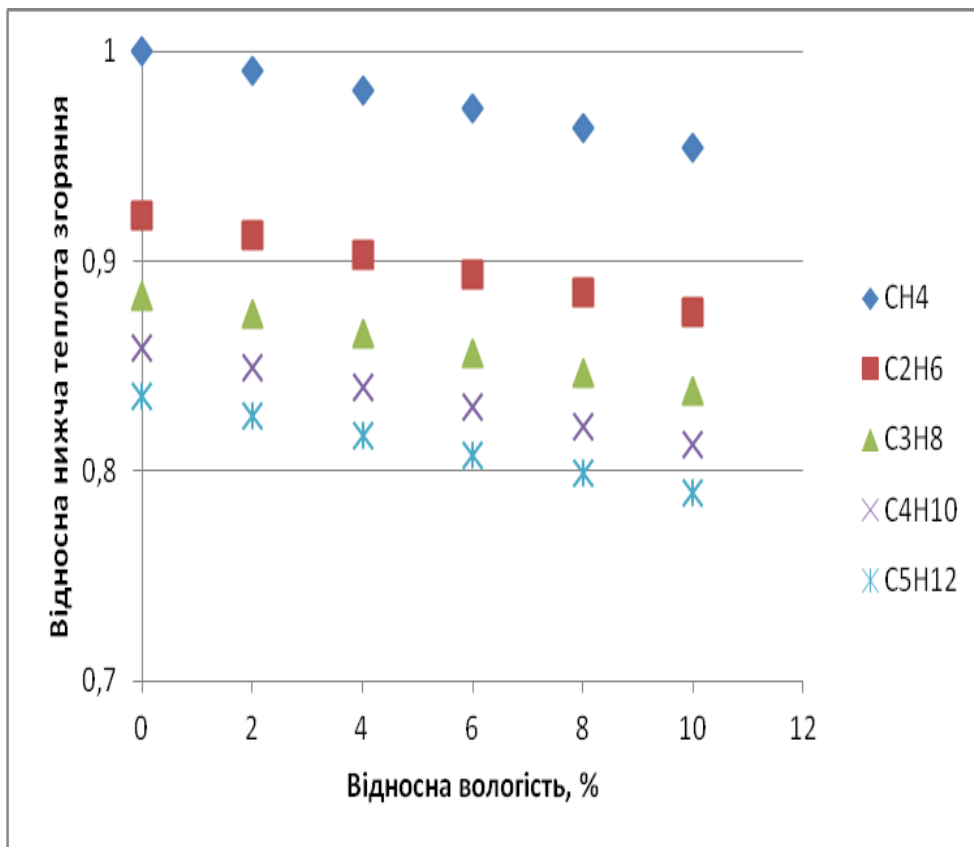


Рисунок 2.3 – Залежність нижчої теплоти згоряння вуглеводневих енергоносіїв від вологості

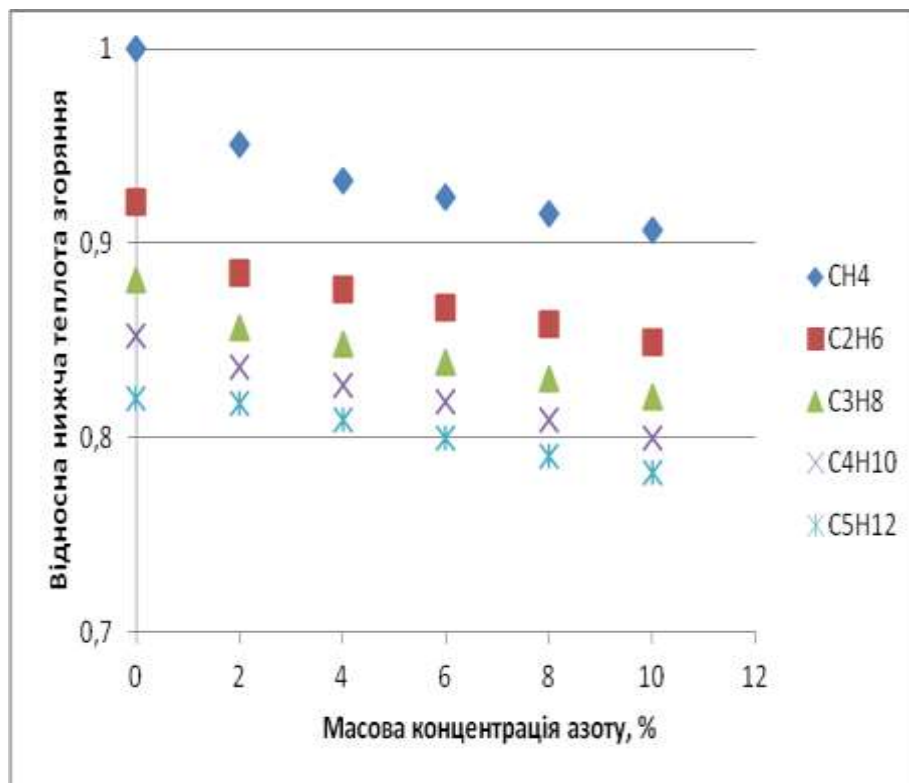


Рисунок 2.4 - Залежність нижчої теплоти згоряння вуглеводневих енергоносіїв від домішок азоту

Домішки негорючих інгредієнтів, зокрема азоту, призводять до зниження теплотворної здатності вуглеводневих енергоносіїв (рисунок 2.4), однак залежність нижчої теплоти згоряння від вмісту азоту є нелінійною. Для метану домішка азоту в 2% призводить до зниження нижчої теплоти згоряння на 4,88%, а при збільшенні домішки азоту до 4% зниження нижчої теплоти згоряння складає 6.48%, тобто різниця складає 1,6%. Для етану відповідні показники складають 3,63% при домішці азоту 2%, і 4,52% при домішці азоту 4%, різниця 1,09%. Встановлена закономірність зниження нижчої теплоти згоряння при зростанні молекулярної маси газу пояснюється збільшенням теоретично необхідної кількості повітря при згорянні більш важких вуглеводнів, що спричиняє збільшення маси азоту в чистих продуктах згоряння і, як наслідок, зменшення масової концентрації азоту при рівних його концентраціях у енергоносіях.

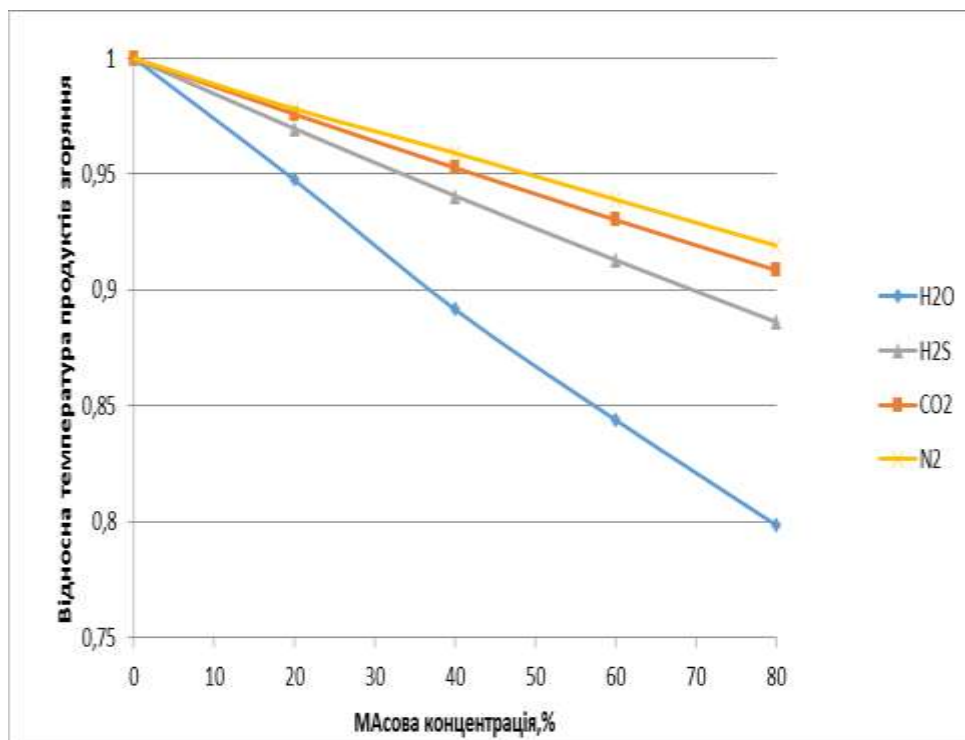


Рисунок 2.5 – Залежність температури продуктів згоряння від концентрації негорючих інгредієнтів в газі

Теплотворна здатність вуглеводневих енергоносіїв є основним вирішальним фактором, що визначає температуру горіння газу. Однак, умови горіння та наявність вологи і негорючих домішок в газі мають вплив на температурпродуктів згоряння [19,20]. Зокрема, до умов, що впливають на характер процесу горіння, слід віднести технологічні параметри і конструктивні елементи систем спалювання енергоносіїв, які визначають умови теплопередачі [21]. Однак, вирішальний вплив на величину температури продуктів згоряння вуглеводневих енергоносіїв мають негорючі інгредієнти, що входять до складу природного газу, зокрема його вологість [22].

На рисунку 2.5 представлені залежності відносної температури продуктів згоряння метану в середовищі повітря при наявності в енергоносії домішок негорючих інгредієнтів, побудовані на основі створеної математичної моделі.

Очевидно, що з збільшенням масової концентрації домішки в газі температура продуктів згоряння знижується внаслідок зниження енергоефективності газового пального, причому для різних інгредієнтів залежність температури продуктів згоряння від концентрації домішки є лінійною функцією. Це пояснюється впливом енерговитрат на підігрівання продуктів згоряння і негорючих інгредієнтів до вихідної температури. Для різних типів домішок в газі інтенсивність зниження температури продуктів згоряння різна, що пояснюється різною теплоємністю домішок і продуктів згоряння. При масовій концентрації водяної пари в 20% зниження температури продуктів згоряння складає 5,2%, в той час, як для домішки азоту з такою ж концентрацією міра зниження температури становить 2,6%, оскільки питома масова теплоємність азоту при нормальних умовах приблизно в 2 рази менша за питому масову теплоємність води. При зростанні температурного фактору теплоємності азоту і водяної пари змінюються, однак співвідношення між ними залишається близьким до сталого.

Якщо в якості домішки до природного газу виступає горючий інгредієнт (водень, оксид вуглецю) то запропонована математична модель у вигляді (8) дозволяє визначити температуру продуктів згоряння, використавши масові концентрації енергоносіїв і їх теплотворну здатність. Якщо, наприклад, горючим інгредієнтом являється водень з масовою концентрацією в суміші  $g^{H_2}$  і теплотворною здатністю  $Q^{H_2}$ , то загальна теплотворна здатність суміші складе

$$Q' = g^{H_2} Q^{H_2} + g^z Q^z,$$

причому, якщо теплотворна здатність горючого інгредієнта (водню) більша за аналогічний показник газу, то теплотворна здатність суміші зростає. Це у відповідності до (13) призведе до збільшення температури продуктів згоряння.

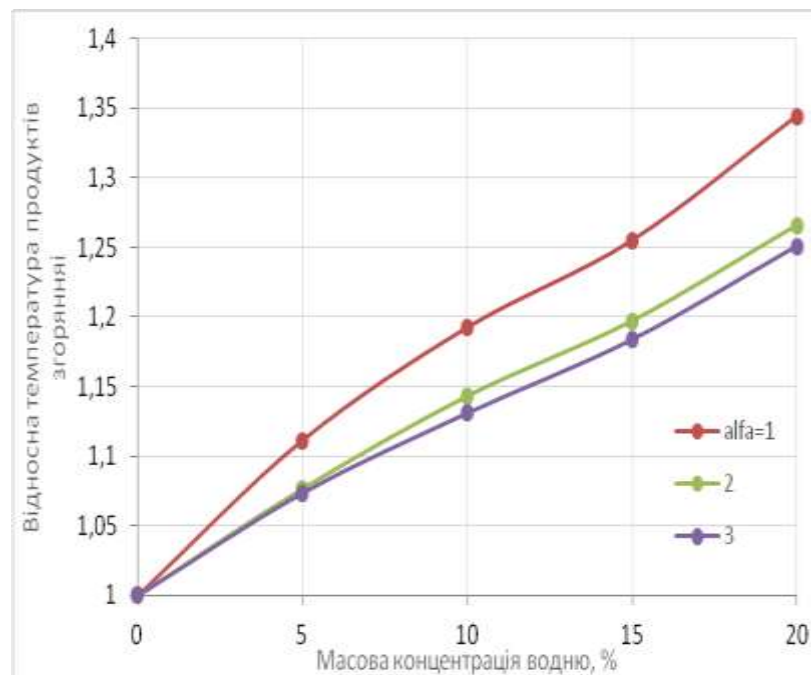


Рисунок 2.6 – Залежність температури продуктів згоряння від концентрації водню в газі

На рисунку 2.6 приведено залежності температури продуктів згоряння газоводневої суміші при різних значеннях масової концентрації водню в ній

при різних значення коефіцієнту надлишку повітря  $\alpha$ . Як видно з графіків, збільшення концентрації водню в його суміші з метаном призводить до зростання температури продуктів згоряння. Однак, вказана залежність являється нелінійною. Це пояснюється зміною концентрації в продуктах згоряння водяної пари і вуглекислого газу. Оскільки теплоємність водяної пари суттєво більша від теплоємності вуглекислого газу, то збільшення її концентрації в продуктах згоряння при зростанні масової концентрації водню, то більша частка енергії горіння припадатиме на підігрів продуктів згоряння. Крім того, збільшення коефіцієнта надлишку повітря призводить до зниження температури продуктів згоряння за рахунок зростання в них концентрації азоту, Однак, ця залежність є також нелінійною, оскільки теплоємність азоту значно менша за теплоємність водяної пари.

## **Висновки до розділу 2**

1. Досліджено процес горіння газів у кисневому середовищі, показано результати впливу молекулярної маси розрахованого енергоносія та коефіцієнта надлишку газу на величину температури продуктів згоряння. Встановлено основний взаємозв'язок між температурою продуктів згоряння та основними параметрами процесу.

2. Показано, що найвища температура продуктів згоряння подана для спалювання етану, коли його масова теплотворна здатність нижча за аналогічний показник для метану.

3. Встановлено, що при зростанні коефіцієнта надлишку повітря залежність температури продуктів згоряння від молекулярної маси енергоносія практично нівелюється.

4. Отримані залежності температури продуктів згоряння, яку легко виміряти в протіканні технологічних процесів, від параметрів і концентрацій домішок в природному газі можуть бути використані як критерії якості природного газу в якості енергоносія.

### **Розділ 3. ЕНЕРГЕТИЧНА ХАРАКТЕРИСТИКА І ГІДРАВЛІЧНА ЕФЕКТИВНІСТЬ ГАЗОПРОВОДІВ ГАЗОВИХ МЕРЕЖ**

Сучасна міська газова мережа є невід'ємною частиною газотранспортної системи і служить для безпосереднього забезпечення споживача енергоносієм. На сучасному етапі широкого впровадження системи індивідуального енергозабезпечення споживачів відбувається скорочення і часткова ліквідація групових пунктів забезпечення споживачів тепловою енергією в опалювальний період, що призводить до перерозподілу газових потоків у міській мережі. В зв'язку з цим виникають перевантажені ділянки мережі, на яких внаслідок перевищення витрати газу спостерігається понаднормоване падіння тиску. В таких випадках виникає необхідність оцінити енергоефективність транспортування газу з метою прийняття відповідних технічних чи технологічних рішень для забезпечення надійності газопостачання.

Розв'язано задачу про вибір критерію енергоефективності експлуатації міських газових мереж високого і середнього тисків за умови переходу до системи індивідуального енергопостачання. Показано, що в умовах суттєвого підвищення цін на природний газ і поглиблення його дефіциту міська газова мережа часто не в стані забезпечити споживачів енергоносієм в заданому обсязі, тому підхід до прогнозування її експлуатаційних режимів повинен принципово змінитися. В першу чергу це стосується області допустимих режимів, яка в таких умовах значно розширюється. За умов перезавантаження газорозподільчої мережі внаслідок зміни характеру газоспоживання велику роль надається критеріям енерговитратності транспортування газу і забезпеченню максимальної експлуатаційної надійності, що входить в сферу оптимального обслуговування.

Для оцінювання енергоефективності транспортування газу газопроводами розподільчої мережі запропоновано використати поняття коефіцієнта корисної дії мережі, який визначається відношенням корисної

роботи, виконаної при забезпеченні заданого обсягу транспортування газу трубопроводами, до загальних витрат енергії. Показано, що коефіцієнт корисної дії розподільчої мережі чи її окремих елементів відрізняється принципово від коефіцієнта її гідравлічної ефективності, який є характеристикою технічного стану системи. На основі аналітичних досліджень встановлено взаємозв'язок між ними.

Запропоновано розрахункові залежності для визначення коефіцієнта гідравлічної ефективності розгалуженого газопроводу як елемента міської газорозподільчої мережі. Проведено аналіз впливу різноманітних факторів на величину коефіцієнта гідравлічної ефективності міської газорозподільчої мережі. Наведено приклади розрахунку коефіцієнта корисної дії мережі, зроблено висновки щодо підвищення ефективності експлуатації.

### 3.1 Постановка задачі дослідження

Як відомо [ 1,2 ], для оцінки енергоефективності технічної системи, в якій відбувається перетворення енергії і виконання роботи, загальноприйнято користуватися поняттям коефіцієнта корисної дії (ККД) системи, який визначається відношенням корисно виконаної роботи до загальних витрат енергії.

Початково коефіцієнт корисної дії було запроваджено для оцінки енергоефективності теплових двигунів, однак згодом поняття ККД було перенесене на всі технічні системи, діяльність яких пов'язана з перетворенням енергії та виконанням роботи. До таких систем, окрім двигунів, відносяться всі види передач, кінематичні пари з наявністю тертя, системи передач крутного моменту та інш. Загальне значення величини ККД для технічної системи загалом може бути знайдене через значення величин ККД складових елементів за принципом

$$\eta = \eta_1 \eta_2 \dots \eta_n = \prod_1^n \eta_i. \quad (3.1)$$

Виходячи з класичного визначення коефіцієнта корисної дії, для розрахунку його величини в умовах газотранспортної системи та газової мережі як її елементу необхідно встановити величину корисної роботи і загальну витрату енергії. Корисною може вважатися робота виконана для переміщення заданої кількості газу на певну віддаль при зумовлених величинах тисків і температур. Якщо транспортовану кількість газу віднести до одиниці часу, то корисна робота розглядатиметься як витрата потужності, яка для потоку середовища в трубах виражається залежністю [3]:

$$N_k = Q \cdot \rho \cdot g \cdot H, \quad (3.2)$$

де  $Q$  - витрата середовища густиною  $\rho$ ;

$H$  - втрати напору, пов'язані з роботою сил опору для забезпечення заданої витрати.

Метою дослідження є оцінка енергоефективності газових мереж та їх елементів та встановлення факторів, що мають вплив на скорочення витрат енергії на транспортування газу.

### 3.2 Побудова математичної моделі

Очевидно, що для газопроводу, який транспортує стискуване середовище, втрати напору слід замінити перепадом робочих тисків на початку і в кінці газопроводу

$$\Delta P = \rho \cdot g \cdot H = P_n - P_k, \quad (3.3)$$

Об'ємна витрата газопроводу при робочих умовах є змінною по довжині траси величиною навіть при стаціонарному характері руху газу. Тому

$$Q = \frac{M}{\rho_{cp}} = \frac{Q_{cm} \cdot \rho_{cm}}{P_{cp}} \cdot z_{cp} \cdot R \cdot T_{cp} = Q_{cm} \cdot \frac{P_{cm}}{P_{cp}} \cdot \frac{T_{cp}}{T_{cm}} \cdot z_{cp}, \quad (3.4)$$

де  $M$  - масова витрата газу в газопроводі;  $Q_{cm}$  - об'ємна витрата газу в газопроводі, приведена до стандартних умов ( $P_{cm}, T_{cm}$ );  $P_{cp}, T_{cp}, \rho_{cp}$  - середні тиск і температура в газопроводі та густина газу при цих умовах.

Використавши (3.3) і (3.4), одержимо для корисної роботи, віднесеної до одиниці часу

$$N_k = Q_{cm} \cdot \frac{P_{cm}}{P_{cp}} \cdot \frac{T_{cp}}{T_{cm}} \cdot z_{cp} \cdot (P_n - P_k). \quad (3.5)$$

Загальні витрати енергії до потоку газу за одиницю часу будуть дещо більшими через втрату в місцевих опорах, які виникають в мережі у вигляді рідинних скупчень, та погіршення технічного стану трубопроводів самої мережі. Тому, враховуючи, що гідравлічні втрати пропорційні коефіцієнту гідравлічного опору відповідно нової мережі  $\lambda_m$  та в її фактичному технічному стані  $\lambda_\phi$ , ККД газової мережі можна записати у вигляді

$$\eta = \frac{N_k}{N_k + N_{втр}} = \frac{\lambda_m}{\lambda_\phi}, \quad (3.6)$$

де  $N_{втр}$  - незворотні втрати енергії за одиницю часу.

Як відомо [4,5], технічний і гідравлічний стан газопроводів оцінюється коефіцієнтом гідравлічної ефективності, який показує міру зниження пропускної здатності за рахунок зростання гідравлічного опору і визначається співвідношеннями

$$E = \frac{Q_\phi}{Q_m} = \sqrt{\frac{\lambda_m}{\lambda_\phi}}. \quad (3.7)$$

Зіставлення (3.6) і (3.7) дозволяє отримати зв'язок між ККД газопроводу мережі і коефіцієнтом його гідравлічної ефективності у вигляді

$$\eta = E^2. \quad (3.8)$$

Залежність (3.8) має важливе значення тому, що вона показує різницю між коефіцієнтом корисної дії та коефіцієнтом гідравлічної ефективності.

В роботах [6,7] ототожнюються поняття коефіцієнта корисної дії та коефіцієнта гідравлічної ефективності, що, як бачимо, є хибним твердженням, оскільки коефіцієнт гідравлічної ефективності є характеристикою технічного стану газопроводу (його діагностичною ознакою), а коефіцієнт корисної дії характеризує газову мережу з енергетичної точки зору.

З іншого боку, використання залежності (3.8) дозволяє охарактеризувати газову мережу, з точки зору енергоспоживання, і пов'язує енергоефективність з характеристиками технічного стану. Якщо, наприклад, коефіцієнт гідравлічної ефективності газопроводу мережі знизився до 0,9, то це означає погіршення технічного стану на 10%. При цьому характеристика мережі, з енергетичної точки зору, погіршилася на 19%. Тому для визначення ККД газової мережі чи її елементів важливо оцінити технічний стан з допомогою коефіцієнта гідравлічної ефективності.

Газова мережа представляє собою складну систему газопроводів з шляховими відборами, паралельним і послідовним з'єднанням елементів. Тому актуальною є задача визначення загального коефіцієнта гідравлічної ефективності газової мережі, коли є коефіцієнти гідравлічної ефективності то її елементів, а також встановлення впливу коефіцієнтів гідравлічної

ефективності елементів мережі на величину загального коефіцієнта гідравлічної ефективності.

Міська газова мережа може розглядатися як складна газотранспортна система, яка має в собі багатониткові трубопроводи із міжнитковими перемичками та присутністю шляхових відборів газу, які бцвають постійнодіючими або буферними.

Для газопроводів без шляхових відборів і аварійних витоків газу величина коефіцієнта гідравлічної ефективності входить в основне рівняння газопроводів і може бути визначена [8]

$$E = \frac{Q}{cd^{2.5} \sqrt{\frac{P_H^2 - P_K^2}{\lambda \Delta Z T L}}} \quad , \quad (3.9)$$

де  $Q$  – фактична витрата газу в газопроводі;  $c$  – коефіцієнт, що залежить від вибору системи одиниць;  $d$  - внутрішній діаметр газопроводу;  $P_H, P_K$  - тиски на початку і в кінці газопроводу;  $\lambda$  - теоретичне значення коефіцієнта гідравлічного опору;  $\Delta$  - відносна густина газу;  $Z$  - коефіцієнт стисливості;  $T$  – середня температура газу;  $L$  - довжина лінійної ділянки.

Якщо на віддалі  $l_q$  від початку знаходиться зосереджений відбір газу або аварійний витік з витратою  $q$ , то на основі (3.9) одержимо систему рівнянь

$$P_H^2 - P_q^2 = \frac{\lambda \Delta Z T L Q^2}{c^2 d^5 E_q^2};$$

$$P_q^2 - P_K^2 = \frac{\lambda \Delta Z T (L - l_q) (Q - q)^2}{c^2 d^5 E_q^2},$$

де  $P_q$  - тиск в точці витоку газу.

Очевидно, що коефіцієнт гідравлічної ефективності газопроводу з відбором газу  $E_q$  до певної міри відрізнятиметься від коефіцієнта гідравлічної ефективності газопроводу без відбору газу  $E$ , оскільки дані

величини отримані на основі різних математичних моделей. Якщо прийняти, що коефіцієнт гідравлічної ефективності на ділянці до відбору газу складає  $E_1$ , а на ділянці після відбору -  $E_2$ , то загальний коефіцієнт гідравлічної ефективності ділянки газопроводу з відбором газу  $E_q$  може бути знайдений як системи (3.10) і (3.9), що у вигляді

$$E_q = \frac{Q}{cd^{2,5} \sqrt{\frac{P_H^2 - P_K^2}{\lambda \Delta Z T L [1 + (1 - l/L)(1 - q/Q)^2]}}} ; \quad (3.10)$$

$$E_q = \left( \frac{1 - l/L}{E_1^2} + \frac{l/L(1 - q/Q)^2}{E_2^2} \right)^{-0,5} . \quad (3.11)$$

Залежності (3.10) та (3.11) дають можливість оцінити гідравлічну ефективність газової мережі з одним чи декількома шляховими відборами газу при відомих коефіцієнтах гідравлічної ефективності окремих ділянок газопроводу. На їх основі можливе рішення і оберненої задачі, що полягає в складанні системи алгебраїчних рівнянь для газової мережі з шляховими відборами з метою оцінки гідравлічної ефективності на окремих ділянках.

### 3.3 Аналіз результатів дослідження

На основі (3.11) встановлено вплив відносної відстані до відбору  $l/L$  та відносної величини відбору  $q/Q$  на величину коефіцієнта гідравлічної ефективності ділянки мережі з відбором  $E_q$ . Результати розрахунків у вигляді графіків наведено на рисунку 3.1.

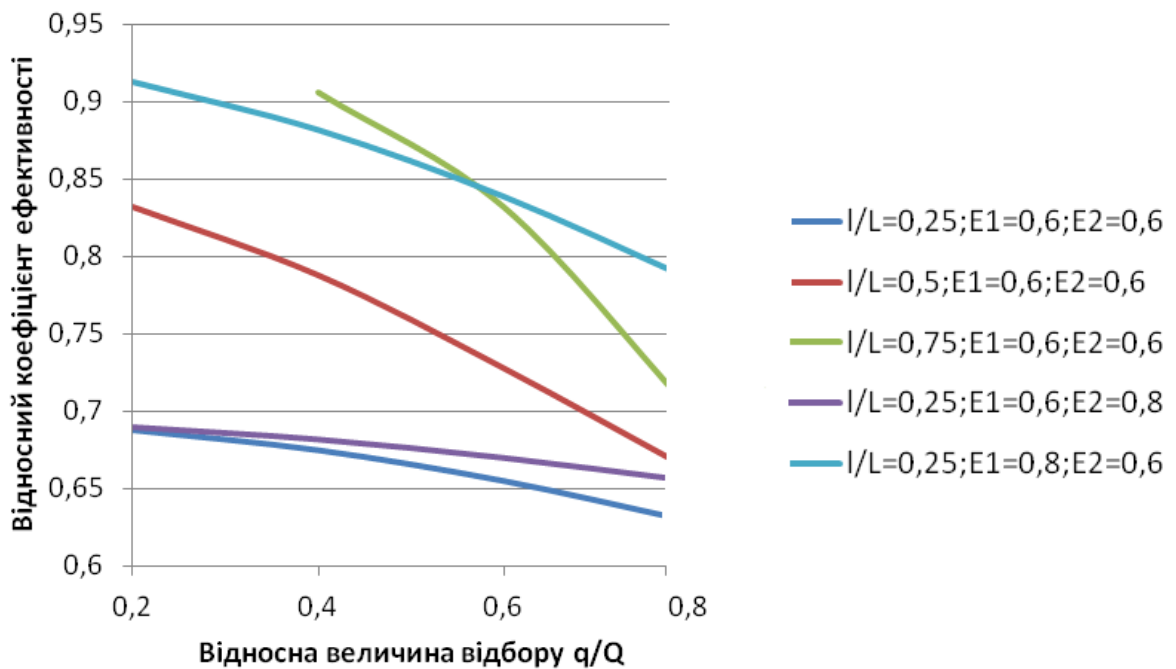


Рисунок 3.1 – Вплив відбору на гідравлічну ефективність газопроводу ділянки мережі

Аналіз результатів досліджень показує, що величина і розміщення шляхового відбору на ділянці газової мережі має суттєвий вплив на її коефіцієнт гідравлічної ефективності. Зокрема, при збільшенні відстані від початку ділянки до точки шляхового відбору призводить до зростання коефіцієнта гідравлічної ефективності ділянки мережі. Так, при відносній величині шляхового відбору  $q/Q=0,6$  збільшення віддалі до нього з  $l/L=0,25$  до  $l/L=0,5$  призводить до зростання коефіцієнта гідравлічної ефективності ділянки мережі на 10,03%, а при збільшенні відстані до  $l/L=0,75$  коефіцієнт гідравлічної ефективності зростає на 21,3%. Підвищення гідравлічної ефективності на початковій частині ділянки (до шляхового відбору) більшою мірою впливає на зростання коефіцієнта гідравлічної ефективності ділянки мережі, ніж на кінцевій (після шляхового відбору). Так, зі збільшенням коефіцієнта гідравлічної ефективності ділянки до шляхового відбору з 60% до 80% коефіцієнт гідравлічної ефективності мережі зростає на 21,93%, в

той час, як аналогічне збільшення коефіцієнта гідравлічної ефективності на кінцевій ділянці призводить до його зростання на 2,24%.

Збільшення величини зосередженого шляхового відбору призводить до зниження коефіцієнта гідравлічної ефективності мережі, причому з зростанням відстані до відбору інтенсивність падіння коефіцієнта гідравлічної ефективності мережі збільшується.

Важливим аспектом дослідження є встановлення співвідношення між коефіцієнтами гідравлічної ефективності газопроводу з шляховими відборами та простого газопроводу [9]. Іншими словами, виникає необхідність у встановленні впливу шляхових відборів на величину коефіцієнта гідравлічної ефективності. Для вирішення цієї задачі порівняємо результати визначення коефіцієнта гідравлічної ефективності для простого газопроводу за (3.9) і для газопроводу з шляховими відборами згідно (3.10). В результаті одержимо поправку на зниження коефіцієнта гідравлічної ефективності, викликану шляховим відбором

$$\delta = \frac{E_q}{E} = \left(1 - \frac{q}{Q}\right) \sqrt{1 - \frac{l_q}{L}} \quad (3.12)$$

Тепер на основі (3.12) можна виконати роботу зі встановлення залежності величини  $\delta$  та від величини відбору і його основної координати.

Рисунок 3.2 показує графічні залежності заданого відношення від величини відбору і його розміщення газу в газопроводі. Аналіз побудованих графіків показує, що коли величини витоку газу 0,1 від основних витрат в газопроводі коефіцієнт  $\delta$  знижується на 13,4. Коли відбувається збільшення величини витоку газу і його відстані від початку труби вказана нерівність збільшується. Виникає необхідність компенсувати вказану нерівність. Потрібно аналізувати нестационарний рух газу - це процес в основному трубопроводі, який є викликаний появою аварійного витоку.

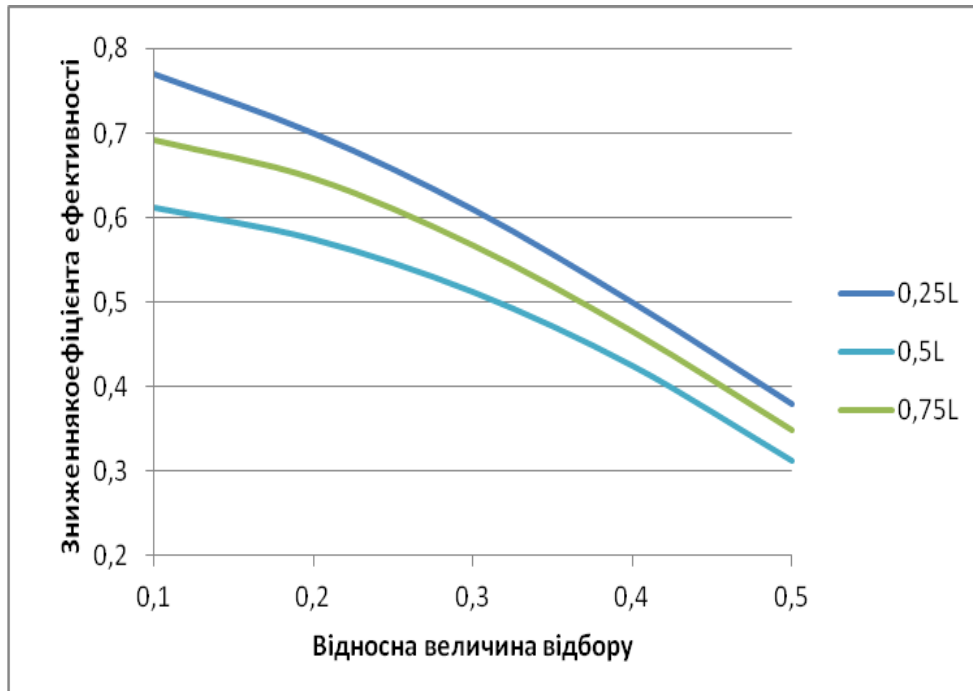


Рисунок 3.2 – Оцінка впливу шляхового відбору на коефіцієнт гідравлічної ефективності

Аналіз графіків показує, що збільшення величини шляхового відбору газу і його відстані від початку газопроводу призводить до зменшення коефіцієнта гідравлічної ефективності системи.

Якщо на розгалуженому газопроводі газорозподільної мережі знаходиться  $k-1$  зосереджених шляхових відборів, відстані між якими складають  $l_i$ , а коефіцієнти гідравлічної ефективності на кожному складають  $E_i$ , то загальний коефіцієнт гідравлічної ефективності ділянки з відборами може бути знайдений з формули

$$E_q = \left( \frac{1-l_0/L}{E_0^2} + \sum_{i=1}^k \frac{l_i/L(1-q_i/Q)^2}{E_i^2} \right)^{-0,5} \quad (3.13)$$

де  $l_0, E_0$  - довжина ділянки від початку розгалуженого газопроводу до першого відбору і її коефіцієнт гідравлічної ефективності.

Якщо розглядати газорозподільчу мережу як систему послідовно під'єднаних розгалужених газопроводів [10], для кожного з яких можна

визначити коефіцієнт гідравлічної ефективності за (3.13) а відтак ККД за (3.8), то загальний ККД мережі можна визначити за (1), що дозволить оцінити енергетичну ефективність газорозподільної мережі загалом.

Таким чином, запропоновано для оцінки енергетичної ефективності експлуатації газорозподільної мережі використати поняття її коефіцієнта корисної дії, встановлено його залежність від коефіцієнта гідравлічної ефективності мережі та її ділянок. Показано принцип і запропоновано розрахункові формули для визначення коефіцієнта гідравлічної ефективності мережі. Аналіз отриманих залежностей показав, що для підвищення значення коефіцієнта гідравлічної ефективності мережі слід забезпечити високу гідравлічну ефективність початкових ділянок газопроводів газорозподільної мережі.

### **3.4 Взаємозв'язок гідравлічної ефективності з енергетичною характеристикою газової мережі**

Рух газу в трубах газових мереж характеризує дисипація його енергії, що виражається у перетворенні її потенціальної енергії в кінетичну і в кінці у внутрішню енергію, що внаслідок взаємодії із довкіллям розсіюється в ґрунт.

У загальному випадку нестационарний рух газу та неізотермічний процес руху газу в трубопроводі може бути описаний системою диференціальних рівнянь, серед яких рівняння руху, рівняння нерозривності і рівняння енергії, наведені у векторній формі [2,4,9,10]:

$$\bar{g}\rho - \text{grad}\bar{P} + \mu\nabla^2\bar{W} - \rho\left(\frac{\partial\bar{W}}{\partial t} + \bar{W}\text{grad}\bar{W}\right) = 0, \quad (3.14)$$

$$\frac{\partial\rho}{\partial t} + \text{div}\bar{W} = 0,$$

$$\bar{W}\frac{\partial\bar{T}}{\partial t} + \text{grad}\bar{T} = -\frac{1}{\rho}\text{div}\bar{q} + \frac{1}{\rho}\frac{\partial\bar{T}}{\partial t} + \frac{1}{\rho}(\Phi + \bar{q}),$$

де  $\rho$  — густина газу як функція просторових координат і часу;  $\bar{p}$  — вектор тиску;  $\bar{w}$  — вектор швидкостей із проєкціями на просторові координати  $u, v, w$ ;  $\bar{T}$  — вектор температурного поля;  $\bar{g}$  — тепловий потік у навколишнє середовище;  $\Phi$  — дисипативна функція Релея

Остання система рівнянь відображає закон збереження цілої енергії для руху газу в трубі, воно називається рівнянням енергії газового потоку. У цьому випадку ця частина рівняння містить члени, які можуть враховувати перетворення механічної у внутрішню енергію газу, а інша частина відповідає дисипації енергії за рахунок теплообміну з середовищем. Відношення останнього члена рівняння, що характеризує теплообмін з навколишнім середовищем, до першого члена, що характеризує процес перетворення механічної енергії в теплову, можна розглядати як основну характеристику термогазодинамічного процесу. Тому таке співвідношення можна використовувати як критерій подібності в дисипації енергії, показано в [6,12], це співвідношення простих перетворень

$$\Lambda = \frac{k(T_{cp} - T)W}{P_{cp} c_p T_{cp}} \quad (3.15)$$

Закон дисипації енергії є загальним законом природи і його дія характерна в трубопроводному транспорті газу як для магістральних газопроводів, так і для газопроводів газорозподільних мереж. Виконати дослідження в умовах газової мережі не представляється можливим через наявність багаточисельних відборів, істинну витрату газу в яких визначити неможливо. Окрім того, в газопроводах газових мереж виникають труднощі з вимірюванням температурного режиму. Тому виникла необхідність використати результати дисипаційних досліджень на магістральних газопроводах як на моделях і перенести висновки на газопроводи газових мереж.

В роботах [6,12] приведено визначення коефіцієнта гідравлічної ефективності та динаміки зміни в часі в рамках виробничого експерименту, що проводився в 1999-2014 р. на ділянках газопроводів Братерство, Союз,

Уренгой-Помари-Ужгород, Прогрес. Коефіцієнту гідравлічної ефективності розраховувався на математичних моделях стаціонарної течії газу в трубопроводах.

Аналіз температур ґрунту в непорушеному стані тепловому показав, що на глибині закладення температура ґрунту в змінюється в межах від 2.7 - 13.6., мінімум був присутній для березня, а максимум вересень. Порівнюючи із змінами температур повітря на 60д, де пояснюється теплопровідністю і інерційністю системи. Зміна температури ґрунту складає від 8-14%., що сезонні зміни температури потрібно рахувати при розрахунках ефективності роботи.

Коефіцієнт гідравлічної ефективності у часі знижується, характер падіння може бути різним.

Значення ефективності може істотно мінятися на протязі декількох годин, для нового трубопроводу значення гідравлічної ефективності не є 100%.

Тому математична модель для визначення ефективності не враховує всіх типів втрат.

Коефіцієнт ефективності показує на тещо іде зниження енергоємності замкнутої системи тоді як результати перетворення енергії газового потоку в теплову.

Тому величина теплопередачі повинна бути пов'язана з коефіцієнтом ефективності роботи. Неврахування характеру та ступеня зміни внутрішньої енергії газу може привести до занижених значень коефіцієнта гідравлічної ефективності. Гідравлічна ефективність є параметричною ознакою стану технічного внутрішньої порожнини труби, а тому даний коефіцієнт не може принципово зростати в часі, якщо для цього не приймалися певні роботи, а зростання його у літній період часу має фізичне пояснення. [45].

Максимальні значення спостерігаються для моментів часу, коли температура в ґрунті у є максимальною, а це пора серпня, кінець вересня вересень, коли найнижчі значення – лютий, березень.

На графіку показано залежності зміни критерія  $\Lambda$  для газопроводів Братерство, Союз за 2012 рік експлуатації. Із нього видно максимум тепла в докільля є для лютого, березня, а мін. – серпня, вересня, коли зміни внутрішньої енергії приблизно 3-5%.

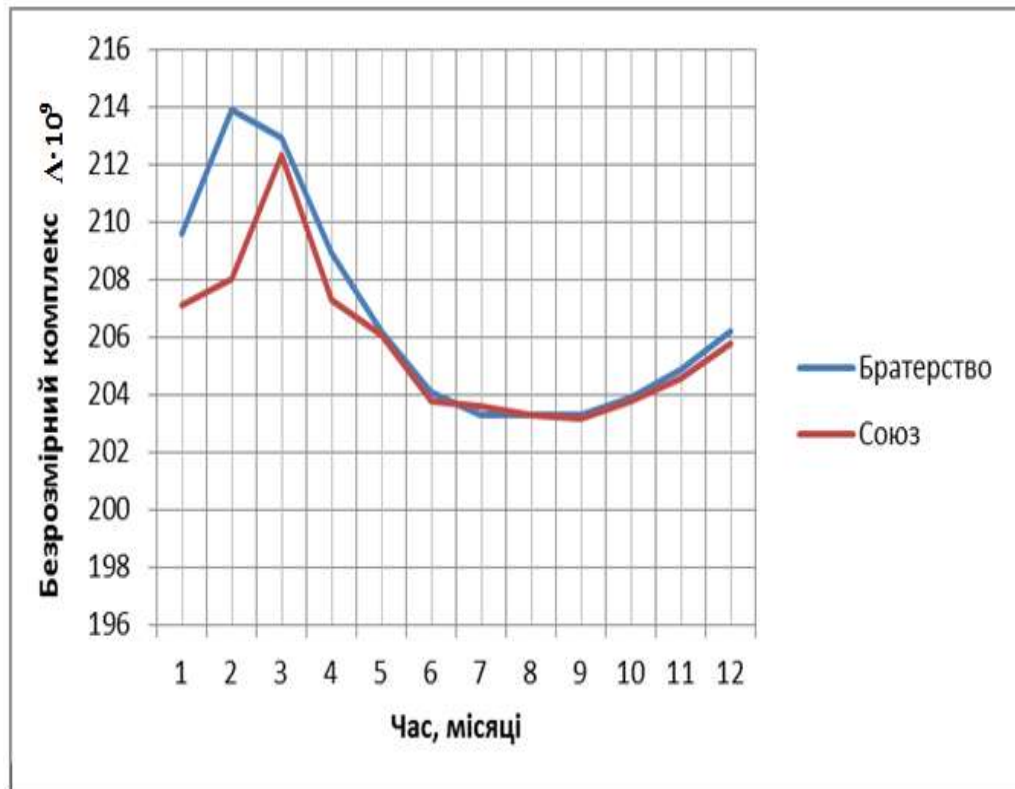


Рисунок 3.3. Динаміка зміни критерія  $\Lambda$  на протязі року

Причиною зростання коефіцієнта літом є зниження величини внутрішньої енергії внаслідок того що іде збільшення температури докільля, якіне були враховані в математичні моделі для розрахунку ефективності.

Тому нами для достовірності визначення коефіцієнта гідравлічної ефективності трубопроводу приведеноці розрахунки за методиками, щезбезпосередньо враховують не тільки зміну механічної енергії потоку газу у трубопроводах, тай внутрішньої.

Енергетичний баланс газового потоку в газопроводі описується рівнянням енергії, або узагальненим рівнянням Бернуллі, яке для випадку стаціонарної неізотермічної течії газу має вигляд [4,10,12]:

$$gh_1 + u_1 + \frac{P_1}{\rho} + \frac{w_1^2}{2} = gh_2 + u_2 + \frac{P_2}{\rho} + \frac{w_2^2}{2} + q + l, \quad (3.16)$$

де: індекси «1» і «2» відносяться до початкового і кінцевого перерізів газового потоку;  $h$  – геодезична позначка перерізу над площиною порівняння (питома потенціальна енергія положення);  $u$  – питома внутрішня енергія;  $\frac{P}{\rho}$  – питома потенціальна енергія тиску;  $\frac{w^2}{2}$  – питома кінетична енергія потоку;  $q$  – питома величина теплообміну;  $l$  – питома робота газового потоку.

Як відомо [1,4,14]:

$$u = c_v T = (c_p - R)T = \left(\frac{c_p}{c_p - c_v} - 1\right)RT = \frac{k}{k-1} \frac{P}{\rho}; \quad (3.17)$$

$$q = \frac{k_m \pi D x}{M} (T - T_{sp}); \quad \frac{P}{\rho} = zRT$$

де:  $k$  – показник адіабати;  $k_m$  – повний коефіцієнт теплопередачі від газу до ґрунту;  $D$  – зовнішній діаметр відрізка газопроводу довжиною  $x$ ;  $M$  – масова витрата газу;  $R$  – газова стала;  $z$  – коефіцієнт стисливості газу;  $T, T_{sp}$  – температури газу і ґрунту відповідно. ¶

В диференціальній формі (3.16) з врахуванням (3.17) має вигляд

$$\frac{zRT}{k-1} \frac{dP}{\rho} - \frac{M^2 (zRT)^2}{F^2} \frac{dP}{P^3} + \left(gi - \frac{k_m \pi D}{M} (T - T_{sp})\right) dx + \frac{\lambda M^2 (zRT)^2}{2F^2 P^2 d} dx = 0, \quad (3.18)$$

де:  $i=h$  – геометричний нахил ділянки газопроводу внутрішнім діаметром  $d$ ;  $\lambda$  – коефіцієнт гідравлічного опору газопроводу;  $F$  – площа поперечного перерізу трубопроводу.

Відкидаючи гравітаційну складову енергетичного балансу як нехарактерну для газопроводів газових мереж, після інтегрування (3.18) і нескладних перетворень отримаємо

$$\frac{\pi Dk_m \Delta T (P_H^2 - P_x^2)}{M} = \frac{\lambda \left( \frac{MzRT}{F} \right)^2}{d} \exp \left( - \frac{2(k-1)}{zRT} - \frac{\pi Dk_m \Delta T}{M} \frac{x + \frac{d}{\lambda} \ln \frac{P_x^2}{P_H^2}}{1 + \frac{2(k-1)}{zRT} - \left( \frac{\pi Dk_m \Delta T}{M} \right) \frac{d}{\lambda}} \right)$$

Дана нерівність визначає тиск  $P_x$  в довільному перерізі трубопроводу  $x$  при даній витраті газу і початковому йоготиску  $P_H$ .

$$\frac{\frac{\lambda \left( \frac{MzRT}{F} \right)^2}{d} - \frac{\pi Dk_m \Delta T}{M} P_K^2}{\frac{\lambda \left( \frac{MzRT}{F} \right)^2}{d} - \frac{\pi Dk_m \Delta T}{M} P_H^2} = \exp \left( - \frac{2(k-1)}{zRT} - \frac{\pi Dk_m \Delta T}{M} \frac{L + \frac{d}{\lambda} \ln \frac{P_x^2}{P_H^2}}{1 + \frac{2(k-1)}{zRT} - \left( \frac{\pi Dk_m \Delta T}{M} \right) \frac{d}{\lambda}} \right) \quad (3.19)$$

де  $\Delta T = T_{cp} - T_{ep}$

Для розв'язання трансцендентного рівняння (3.19) запропоновано використати графо-аналітичний метод, згідно з яким залежність подамо двох функцій масової витрати. За (3.19) є графіки  $F_1(M)$  та  $F_2(M)$ .

Результати проведених досліджень покладено в основу методики розрахунку коефіцієнта гідравлічної ефективності газопроводів з врахуванням зміни внутрішньої енергії газового потоку.

За запропонованою методикою в [33] проведено розрахунки коефіцієнта гідравлічної ефективності газопроводів Братерство і Союз за 12 місяців 2014 року. Результати приведено на рисунку 3.5.

Очевидно, вказана тенденція залежності між механічною і внутрішньою енергією газового потоку характерна для газопроводів газорозподільних мереж, тим більше завдяки нижчим тискам в порівнянні з магістральними газопроводами вплив внутрішньої енергії газового потоку в більшій мірі відображається на оцінці гідравлічної і енергетичної ефективності газових потоків.

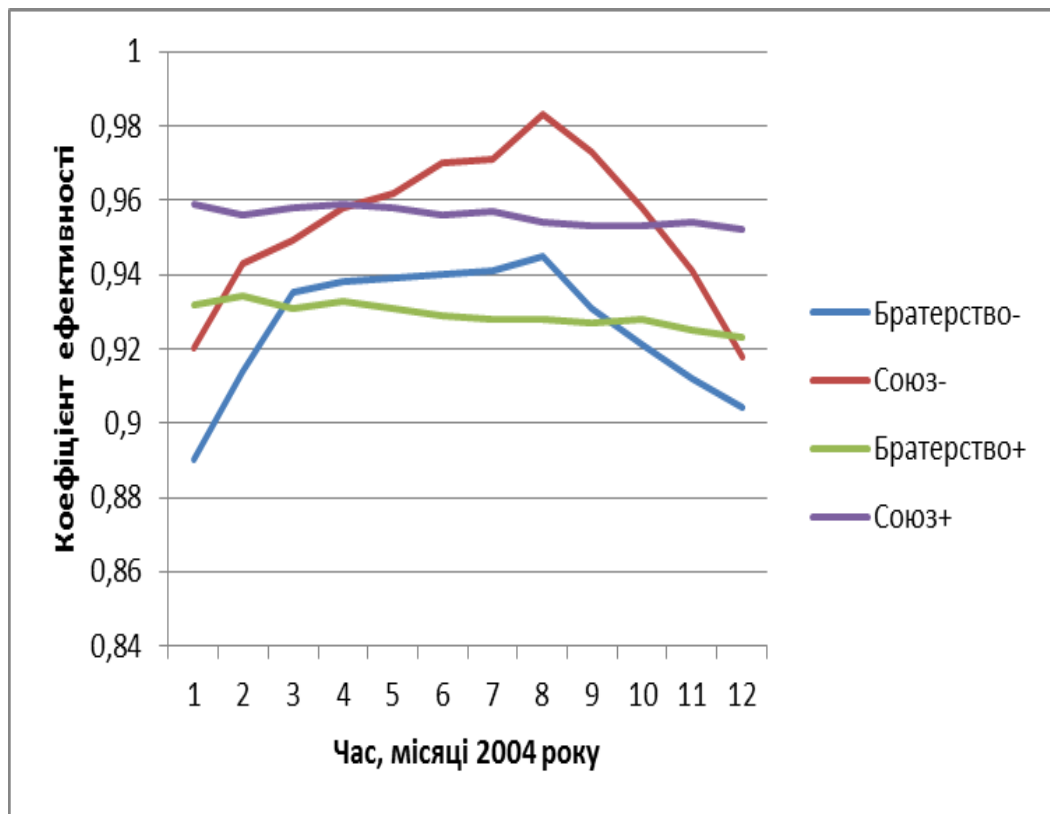


Рисунок 3.5. Результати розрахунку коефіцієнта гідравлічної ефективності газопроводів Братерство і Союз без врахування зміни внутрішньої енергії (-)

### Висновки до розділу 3

1. Запропоновано для оцінки енергетичної ефективності експлуатації газорозподільчої мережі використати поняття її коефіцієнта корисної дії, встановлено його залежність від коефіцієнта гідравлічної ефективності мережі та її ділянок.

2. Показано принцип і запропоновано розрахункові формули для визначення коефіцієнта гідравлічної ефективності мережі. Аналіз отриманих залежностей показав, що для підвищення значення коефіцієнта гідравлічної ефективності мережі слід забезпечити високу гідравлічну ефективність початкових ділянок газопроводів газорозподільчої мережі.

3. Показано, що врахування зміни енергії газового потоку призводить до її зміни гідравлічної ефективності в часі, що відповідає апріорним уявленням про коефіцієнт ефективності як діагностичну ознаку.

## **Розділ 4. ОЦІНКА ВПЛИВУ ДОМШОК ВОДНЮ НА ЕНЕРГЕТИЧНІ ТА ЕКОЛОГІЧНІ ХАРАКТЕРИСТИКИ СИСТЕМИ ЕНЕРГОЗАБЕЗПЕЧЕННЯ**

Бурхливий розвиток промислового виробництва і народного господарства в світовому масштабі за останній час вимагає енергетичного забезпечення виробничої інфраструктури. З вказаною метою отримала розвиток система розробки та вдосконалення енергоносіїв, до яких ставляться особливі вимоги. В першу чергу високоефективний енергоносіє повинен володіти високою енергоємністю, тобто вивільнювати при його використанні (спалюванні) значний обсяг енергії, що характеризується питомою теплотворною здатністю. Вуглеводневі енергоносії (природний газ, нафта, вугілля) на даний момент розвитку промислового виробництва, техніки і технологій перестали задовільняти вимогам щодо енергоефективності. Окрім того ряд родовищ нафти, газу, газового конденсату працюють на межі вичерпання свого енергоресурсу, що призводить до зростання цінової вартості вуглеводневих енергоносіїв.

Слід також звернути особливу увагу на екологічну безпеку при використанні вуглеводневої енергосировини у вигляді пального. З кожним роком зростають обсяги викидів продуктів згоряння вуглеводнів в атмосферу, що призводить до її забруднення окисами вуглецю та азоту і викликає парниковий ефект. Тому з екологічної точки зору для безпечної експлуатації технічних систем необхідно обмежити рівень використання в якості енергоносіїв вуглеводневі сполуки.

Таким чином, виникає конфліктна ситуація між розвитком промислового виробництва, техніки і технологій з однієї сторони та енергозабезпеченням їх в межах екологічної безпеки з іншої.

Шляхи розв'язання даного конфлікту призводять до необхідності використання альтернативних видів енергії. Частково проблема вирішується за рахунок використання атомної енергетики, гідроенергетики та

нетрадиційних джерел енергії (вітру, Сонця та ін.) . Однак, повністю замінити використання вуглеводневої сировини в якості джерела енергії не представляється можливим.

Таким чином, для вирішення конфліктної ситуації між розвитком промислового виробництва, техніки і технологій та енергозабезпеченням їх в межах екологічної безпеки необхідно впровадити новий вид енергоносія, яким на даний час вважається водень.

#### **4.1 Водень як енергоносії**

Водень (Hydrogenium, символ H) є хімічним елементом із порядковим номером 1, що розташований у першій групі та першому періоді періодичної системи. Це найелементарніший за будовою атом і водночас найбільш поширений елемент у Всесвіті. Його частка становить приблизно 88,6 % від загальної кількості атомів, тоді як гелій займає близько 11,3 %, а всі інші елементи разом — лише незначну частину. Саме тому водень відіграє ключову роль у формуванні зірок і міжзоряного середовища. У надвисокотемпературних умовах, характерних для зоряних об'єктів, він перебуває у плазмовому стані, тоді як у космічному просторі може існувати у формі атомів, іонів або молекул, утворюючи газові хмари з різними фізичними параметрами. [34]

У земних умовах водень здебільшого входить до складу хімічних сполук, серед яких найбільш значущою є вода. Його взаємодія з іншими елементами призводить до утворення гідридів. Суміш водню з киснем є вибухонебезпечною, що обумовлює необхідність обережного поводження з ним. У хімічних процесах водень зазвичай виступає як відновник. Для його отримання в промисловості використовують природний газ, продукти переробки нафти, вугілля, а також воду. Крім того, перспективним напрямом є одержання біоводню з органічної сировини та відходів.

Вміст водню на Землі значно менший, ніж у Сонці чи газових планетах. Це пояснюється тим, що на ранніх етапах формування планети відбувалися

процеси втрати летких речовин. При цьому точні дані щодо концентрації водню в глибоких шарах Землі залишаються невизначеними. [34]

У вільному стані молекулярний водень зустрічається нечасто, проте у вигляді води він є надзвичайно важливим компонентом геохімічних процесів. Його присутність зафіксована у вулканічних викидах, у зонах тектонічних розломів, а також у деяких родовищах корисних копалин. У складі мінералів водень може бути пов'язаний у формі гідроксильних груп або води.

Фізично водень є найлегшим газом, значно легшим за повітря. Через малу масу молекул вони рухаються з високою швидкістю, що забезпечує ефективну передачу тепла. Саме тому теплопровідність водню суттєво перевищує аналогічний показник повітря.

Молекула водню складається з двох однакових атомів, між якими формується ковалентний неполярний зв'язок. За стандартних умов це безбарвний і без запаху газ із дуже низькою густиною та температурою кипіння близько  $-253$  °C. Він практично не розчиняється у воді, але здатний добре поглинатися деякими металами, що обумовлює явище дифузії через металеві структури та може викликати їх руйнування.

Хімічна активність водню за нормальних умов є невисокою, що пов'язано з міцністю зв'язку між атомами в молекулі. Для запуску реакцій потрібні додаткові джерела енергії, такі як нагрівання або електричний розряд.

На сучасному етапі основна частина водню виробляється з викопного палива. Залежно від технології отримання розрізняють кілька його видів: «сірий», «чорний», «синій» і «зелений», причому останній вважається найбільш екологічно безпечним, оскільки виробляється з використанням відновлюваних джерел енергії.

Найпоширенішим промисловим способом є парова конверсія метану, що здійснюється за високих температур у присутності каталізатора. Також застосовується електроліз води, хоча цей метод поки що менш поширений через значні енергетичні витрати.

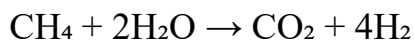
Серед новітніх технологій варто відзначити біологічні методи виробництва водню, що базуються на використанні мікроорганізмів, а також процеси, які поєднують отримання водню з переробкою органічних відходів.

Електроліз може відбуватися за різних умов тиску, причому високотискові установки дозволяють отримувати водень одразу у стисненому вигляді. [34]

Перспективними є також методи, що використовують тепло високих температур, зокрема енергію ядерних реакторів або сонячного випромінювання. У таких умовах можливе безпосереднє розкладання води на складові.

Одним із найекологічніших підходів є використання сонячної енергії для електролізу води, що іноді називають штучним фотосинтезом.

Основний промисловий процес отримання водню базується на реакції:



Незважаючи на ефективність, цей метод має суттєві недоліки — значні витрати енергії та утворення вуглекислого газу, що негативно впливає на навколишнє середовище. [34]

## **4.2 Перспективи і проблеми використання водню як енергоносія**

Висока питома теплота згоряння водню ставить його на найвищий щабель серед відомих на даний час енергоносіїв. В порівнянні з метаном, найбільш калорійним газом серед вуглеводневих енергоносіїв (питома теплота згоряння 49,8 кДж/кг), енергоефективність водню майже в три рази вища (питома теплота згоряння 142,9 кДж/кг). Тому питання практичного використання водню викликає інтерес як в наукових колах, так і в промисловості.

Для оцінки енергоефективності використання водню як інгредієнта газової суміші з метаном виконано розрахунки результатів процесу горіння. Зауважимо, що за даними [ 22 ] допустима концентрація водню в суміші з

метаном з точки зору безпечного транспортування і зберігання енергоносія не повинна перевищувати 20% за масою. Тому розрахунок питомої теплоти згоряння суміші виконано за масовим вмістом водню в суміші в межах 0 – 20%, причому відносне значення питомої теплоти згоряння визначалося у відношенні до значення питомої теплоти згоряння чистого метану. Слід врахувати, що використання водню як горючої домішки до метану призведе до зміни складу продуктів згоряння в кисневому середовищі: концентрація водяної пари в продуктах згоряння зростає при зменшенні концентрації вуглекислого газу в них. Результати розрахунків у вигляді графіків приведено на рисунку 4.1.

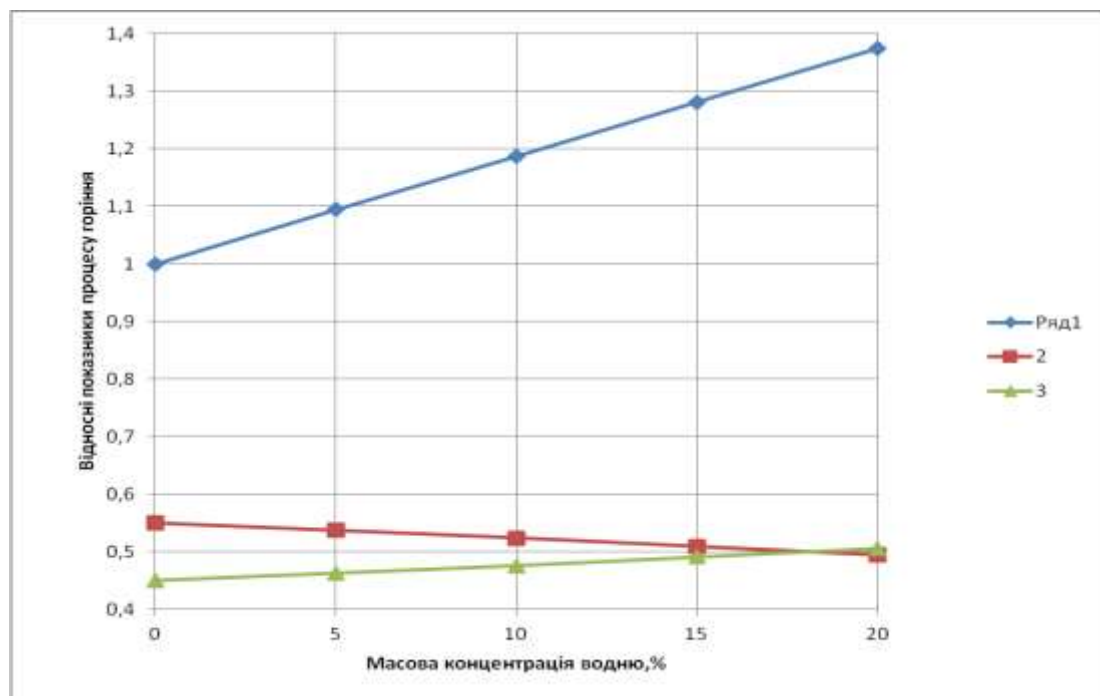


Рисунок 4.1 – Вплив домішок водню до метану на характер процесу горіння  
 1 – відносна питома теплота згоряння суміші; 2 – концентрація вуглекислого газу в чистих продуктах згоряння; 3 – концентрація водяної пари в чистих продуктах згоряння.

Як видно з графіків, питома теплота згоряння суміші метану з воднем зростає при збільшенні концентрації водню по закону, близькому до лінійного, і при максимально допустимій концентрації водню спостерігається

її збільшення понад 37%, що, безперечно, дозволяє рекомендувати домішки водню для збільшення енергоефективності пального. Окрім того, зниження концентрації вуглекислого газу в продуктах згоряння при цьому приблизно на 6% дозволить покращити екологічну сторону процесу використання газоводневої суміші в якості енергоносія.

Однак, використання водню як енергоносія в промислових масштабах України вимагає суттєвих технічних і технологічних змін в енергосистемі держави в цілому, що ставить перед системою енергозабезпечення ряд важливих проблем, які вимагають екстреного вирішення.

Однією з найважливіших проблем в цьому плані є проблема промислового виробництва водню в необхідних обсягах.

За даними енергостату [22] в 2023 році в Україні спожито в якості енергоносія 19,8 млрд. кубометрів природного газу. Збільшення видобутку власного газу в державі в 2024 році на 2,2% свідчить про необхідність зростання обсягів газоспоживання. Якщо з цією метою запропонувати використання водню в суміші 20% з природним газом, то обсяг промислового виробництва водню повинен скласти 3,96 млрд. кубометрів. Як вказувалось вище, водень виробляється через перетворення водяної пари, видобування водню вимагає додаткових витрат енергії з використанням того викопних видів палива, що коли можливо наприклад, природного газу чи вугілля. Енергоємність нашого одержаного водню трохи менша від енергії, яка може міститися в паливі, але завдяки високому коефіцієнту системи вона використана більш повно, аніж при безпосередньому спалюванні отриманого палива. Виробництво зеленого водню здійснюється з використанням електроенергії, отриманої за допомогою відновлювальних джерел: вітру, сонця, біомаси. Однак, великі затрати енергії на видобуток водню і відсутність техніки і технології для його промислового виробництва на даному етапі роблять промислове використання водню як енергоносія проблематичним.

Іншою проблемою використання водню як енергоносія в промислових масштабах є проблема його зберігання.

Враховуючи річну потребу у водні (приблизно 4 млрд. кубометрів) і сезонну нерівномірність енергоспоживання, можна встановити, що сезонний обсяг зберігання газоводневої суміші складатиме 40 млн. кубометрів. Такий обсяг зберігання газоводневої суміші обумовлений сезонною нерівномірністю газоспоживання. Як відомо [22], коефіцієнт сезонної нерівномірності газоспоживання за 2023 рік складав  $k_c=0,94$ . Апроксимація залежності обсягів газоспоживання на протязі року синусоїдальною кривою дає

$$Q(t)=Q_{cp}[1+(1-1/k_c)\sin(\pi t/6+f)] \quad (4.1)$$

де  $Q_{cp}$  – середньорічний місячний обсяг газоспоживання, млн.м<sup>3</sup>.міс;  $t$  – час, міс.

Тоді обсяг сезонного зберігання газу складе

$$V=2 \int_0^{\tau} Q_{cp}(1-1/k_c)\sin(\pi t/6)dt \quad (4.2)$$

Після нескладних перетворень, підставивши вихідні дані, отримаємо зазначений вище обсяг сезонного зберігання газоводневої суміші.

Виникає питання: в яких ємностях можна зберігати такий обсяг газоводневої суміші в умовах України.

Слід зауважити, що за даними [22] закачування водню в пласт підземних сховищ призводить до його реакції з вуглецем і перетворення в

клас вуглеводнів. Тому використання підземних сховищ газу для зберігання водню недоцільне.

Єдиним об'єктом, в який може бути закачана газоводнева суміш в заданому об'ємі з метою сезонного зберігання, являється порожнина лінійної частини магістральних газопроводів, які на даний час не використовуються для транспортування сибірського газу через територію України. Найбільш придатною для такого використання є лінійна частина газопроводу «Прогрес» діаметром 1420x20 мм і протяжністю 354,1 км, об'єм порожнини якої складає 529363,21 м<sup>3</sup> при робочому тиску 7,5 МПа

Як відмічалось вище, з розчинністю водню в металах пов'язана декарбонізація сталі, тобто його здатність дифундувати через метал. Дифузія через вуглецевий сплав (наприклад, трубну сталь) супроводжується руйнуванням сплаву внаслідок взаємодії водню з вуглецем. Це явище має вплив на характеристики міцності трубної сталі, що призведе до руйнування трубопроводу при зберіганні в порожнині труб водню. Водень практично не розчиняється в сріблі, однак покривати внутрішню поверхню трубопроводу сріблом для запобігання декарбонізації сталі при зберіганні водню очевидно економічно не доцільно.

В [22] стверджується, що декарбонація сталі при контакті з воднем не спостерігається, якщо масова концентрація водню в газоводневій суміші з метаном не перевищує 20%. Тому в порожнині газопроводів, які тимчасово не експлуатуються за призначенням, доцільно зберігати з метою вирівнювання сезонної нерівномірності газоспоживання не чистий водень, а газоводневу суміш з масовою концентрацією водню до 20%.

Молекулярна маса водню у 8 разів менша за молекулярну масу метану, який є основною складовою частиною природного газу. Тому за нормальних умов водень при однаковій масі з метаном займає у 8 разів більший об'єм. Це викликає певні труднощі при зберіганні газоводневої суміші. В першу чергу збільшення масової концентрації водню в газоводневій суміші викличе зростання умовного мольного її об'єму, що в свою чергу призведе до

зростання тиску при закачуванні, і, як наслідок, до зростання енерговитрат на закачування газоводневої суміші в порожнину газопроводу для сезонного зберігання.

Якщо вважати процес закачування газоводневої суміші в порожнину газопроводу відомого геометричного об'єму для сезонного зберігання ізотермічним, то максимальний тиск в трубопроводі складе

$$P = MzRT / Vg_H, \quad (4.3)$$

де  $M$  - Маса газоводневої суміші, закачаної в трубопровід геометричним об'ємом  $V$  при сталій температурі  $T$ ;  $R$  - газова стала газоводневої суміші при масовій концентрації водню  $g_H$

$$R = R_H g_H + R_{CH_4} (1 - g_H)$$

$R_H, R_{CH_4}$  - газові сталі водню і метану відповідно;

$z$  - коефіцієнт стисливості газоводневої суміші.

Водень має суттєвий вплив на більшість трубопровідних елементів внаслідок високої проникної здатності, сприяє підвищенню їх крихкості та зниженню пластичності, що може викликати появу дефектів. для існуючих газотранспортних та газорозподільних мереж. Концентрація до 20% водню в складі газоводневої суміші вважається допустимою, для неї немає потреби в реконструкції мережі [33]. Звідси виникає питання точного обліку об'єму газоводневих сумішей як пального для досягнення мети декарбонізації. Більшість існуючих моделей для точного обліку об'єму природного газу передбачає урахування його коефіцієнта стисливості, який у свою чергу залежить від компонентного складу, температури та тиску. Зауважимо, що для метану і природного газу з достатньою точністю коефіцієнт стисливості може бути розрахований в залежності від тиску і температури за формулою

$$z = 1 - 5,5 \frac{P\Delta^{1,3}}{T^{3,3}} \quad (4.4)$$

Суттєва зміна теплофізичних властивостей газоводневої суміші створює додаткові труднощі для обліку об'єму такого виду пального. На вимірювання об'єму безпосередньо впливають значення тиску та температури. Відмінність цих параметрів від нормальних умов буде створювати значним розбіжності між реальним та очікуваним обсягами зберігання газу. По суті, коефіцієнт стисливості відображає, наскільки термодинамічні властивості реальних газів відрізняються від властивостей ідеального газу [97].

Коефіцієнт стисливості можна визначати за емпіричними кореляційними залежностями, рівняннями стану газу, або за допомогою нейронних штучних мереж [98]. Як відомо [98], емпіричні кореляції зазвичай мають низьку точність, проте широко застосовуються для розрахунків процесів постачання природного газу через їх простоту. Рівняння стану характеризуються високою точністю, однак складні у розрахунках, тому, в основному, використовуються для вимірювання витрати, де точність є критично важливою.

Важливе значення має також те, що для природного газу за збільшення тиску коефіцієнт стисливості буде зменшуватися для всіх значень температури. Коефіцієнт стисливості водню навпаки зростає і практично не залежить від значень температури в межах інтервалу (0°C 50°C) [99]. Тож очікуваним результатом є те, що коефіцієнт стисливості газоводневих сумішей зростатиме при збільшенні концентрації водню, або виявляти складнішу кореляційну залежність.

В Україні прийнято кореляційні методики розрахунку коефіцієнту стисливості, наведені у чинному СОУ 60.30019801100:2012 [109]. Один з методів базується на використанні емпіричної формули, яка враховує не лише молярний вміст вуглекислого газу, а інших домішок, наприклад, водню. [37].

$$z = 1,00185 + p(0,0523625 - \frac{20,3799}{T} - 0,244369g_{CO_2} + kg_H) \quad (4.5)$$

де  $k$  – коефіцієнт, що враховує вплив водню на надстисливість газоводневої суміші.

Проблема у визначенні даного коефіцієнта  $k$  полягає в тому, що в процесі досліджень [99] виявилось, що за різних значень тиску  $P$ , температури  $T$ , та масової концентрації вуглекислого газу  $g_{CO_2}$ , значення вказаного коефіцієнта за результатами регресійного аналізу суттєво відрізняється. Про це свідчать результати виконаних розрахунків [99]. Для отримання значень вказаного коефіцієнта за різних значень  $P$ ,  $T$ ,  $g_{CO_2}$  та  $g_{H_2}$  виконано наступні дії:

- Розкрито дужки, для отримання добутку тиску на відповідні складові рівняння;
- Підстановка значень відповідних тисків, температур, вмісту водню та вуглекислого газу;
- Визначено різницю між коефіцієнтами стиснення, розрахованими за AGA 8 та формулою (4.5);
- Виконано розрахунок коефіцієнтів регресійних рівнянь залежностей різниці значень коефіцієнтів стиснення за відповідних тисків від значень добутку тиску на вміст водню.

В результаті одержано кореляційну залежність для розрахунку коефіцієнта стисливості газоводневої суміші, яку використано для оцінки її істинного об'єму при робочих умовах.

Практично важливою для оцінювання ефективності використання водневих домішок до природного газу є обернена задача, яка полягає у визначенні робочих умов (тиску і температури) при закачуванні і зберіганні заданого обсягу газу в трубопроводах відомого об'єму. З цією метою розраховано і побудовано залежності робочого тиску при ізотермічному зберіганні заданих обсягів газоводневої суміші від масової концентрації водню в ній. При цьому маса газоводневої суміші, яка підлягає зберіганню на

протязі неопалювального періоду року визначена на основі аналізу сезонної нерівномірності газоспоживання, мінімальний робочий тиск в газопроводі складає 5 МПа, а середня температура газоводневої суміші прийнята рівною середній температурі ґрунта за неопалювальний період на основі статистичних даних гідрометеоцентру. В результаті побудовано залежності зростання робочого тиску в газопроводі в процесі закачування газоводневої суміші в заданому обсязі від масової концентрації водню в ній, які у вигляді графіків приведено на рисунку 4.2.

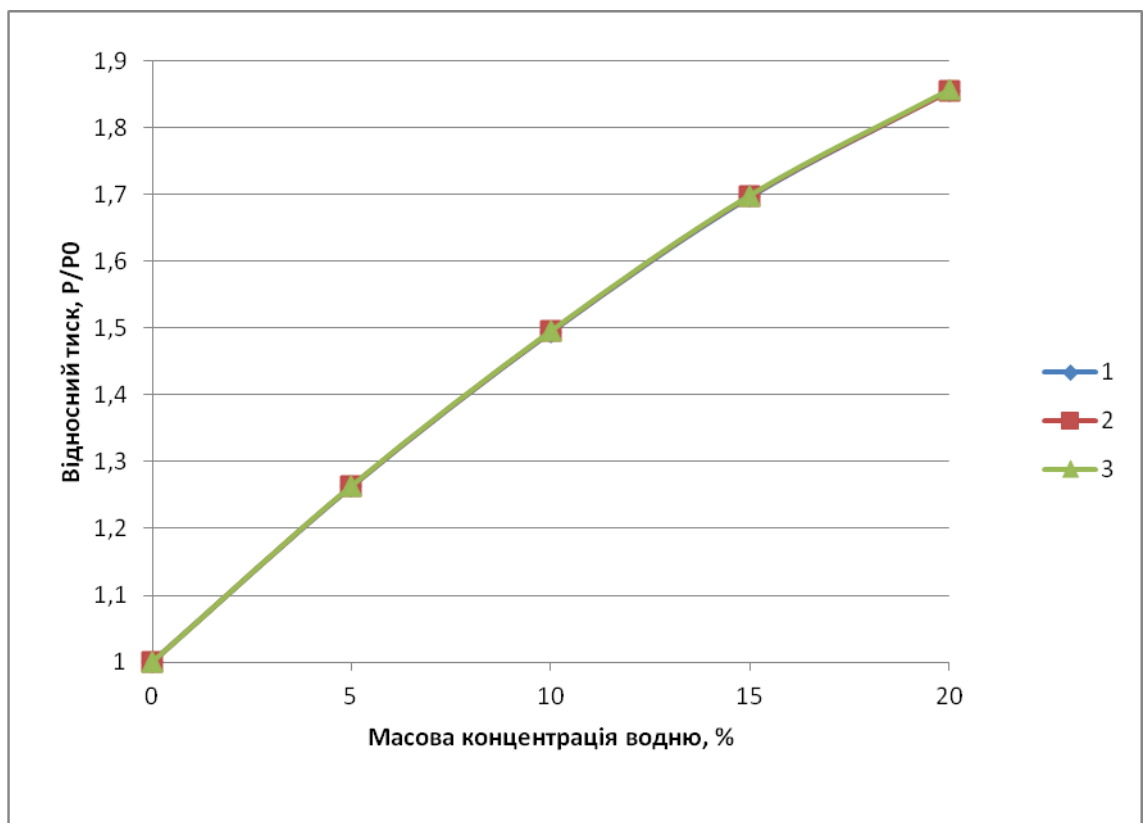


Рисунок 4.2 Характер зростання тиску при закачуванні газоводневої суміші в трубопровід в залежності від масової концентрації водню

1 – при середній температурі ґрунту 290К;

2 - при середній температурі ґрунту 300К;

3 - при середній температурі ґрунту 310К.

Аналіз результатів показує, що збільшення концентрації водню в газоводневій суміші призводить до зростання максимального тиску закачування в трубопровід в порівнянні з закачуванням чистого метану, і при

концентрації водню в суміші 20% зростання складає 1,85, що суттєво вплине на енергозатрати на зберігання. Слід також відмітити, що середня температура довкілля практично не впливає на характер зростання тиску в залежності від масової концентрації водню в суміші.

Оцінка потужності газоперекачувальних агрегатів при закачуванні газоводневої суміші в трубопровід при різних масових концентраціях водню проводилась на основі залежностей для ізотермічного стиску. Загальна потужність в процесі закачування визначалася за формулою [99]

$$N_i = P_B Q_B \ln(P_H = P_{\max} / P_B) / \eta, \quad (4.6)$$

де :  $Q_B$  - продуктивність компресорних агрегатів в процесі закачування газоводневої суміші за умов входу в ГПА:

$P_H, P_B$  - тиски на виході і вході ГПА;

$\eta$  - ізотермічний ККД ГПА.

Очевидно, що максимальна потужність газоперекачувальних агрегатів характерна для моменту часу кінця процесу закачування, коли тиск в трубопроводі і на виході ГПА буде максимальним, тобто при  $P_H = P_{\max}$ . Для цього моменту часу побудовано залежності сумарної ізотермічної потужності на закачування газоводневої суміші в трубопровід від масової концентрації водню, які у вигляді графіків приведено на рисунку 4.3.

Як показують результати дослідження, збільшення масової концентрації водню в газоводневій суміші призводить до зростання максимальної потужності при закачуванні енергоносія в трубопровід, і при максимальній концентрації водню в суміші 20% збільшення потужності в порівнянні з чистим метаном складає від 2,09 до 2,34 в залежності від середньої температури зберігання, причому збільшення температури призводить до зменшення максимальної потужності

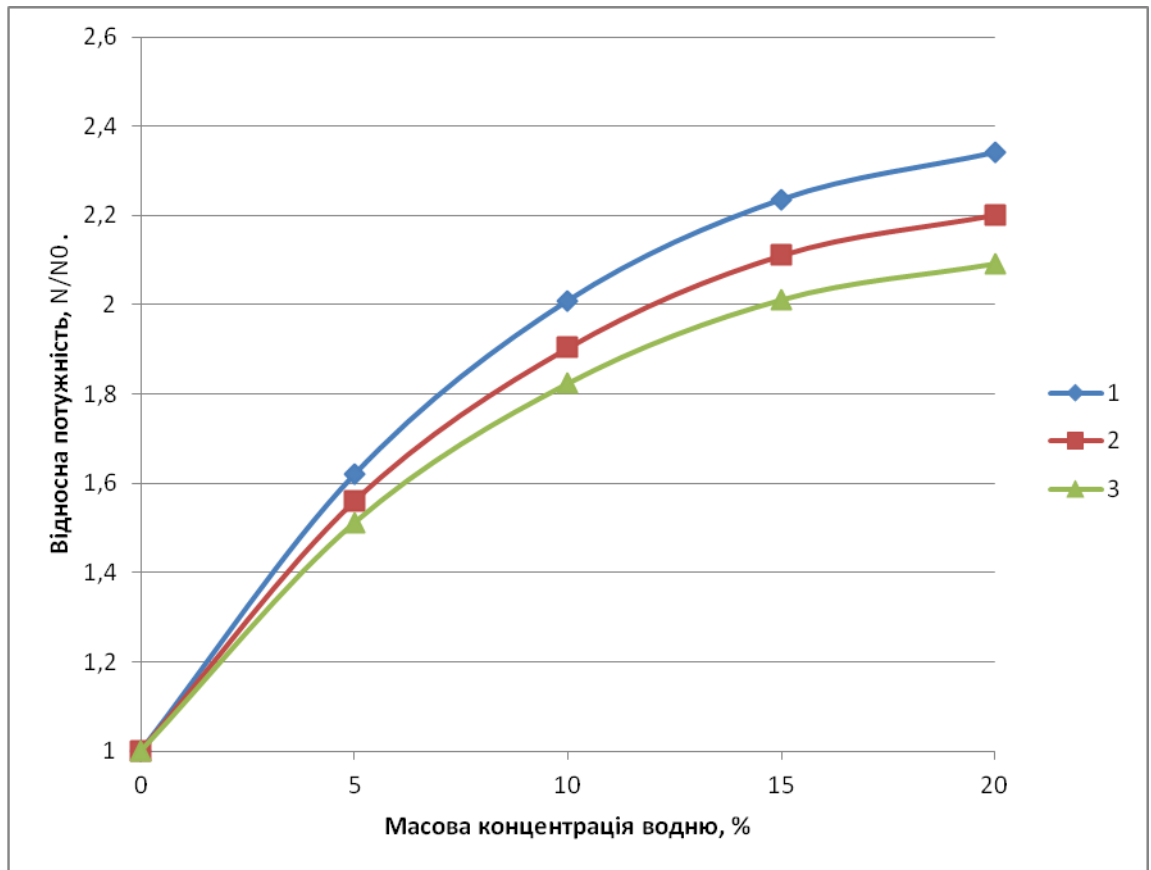


Рисунок 4.3 Характер зростання відносної ізотермічної потужності при закачуванні газоводневої суміші в трубопровід в залежності від масової концентрації водню

1 – при середній температурі ґрунту 290К;

2 - при середній температурі ґрунту 300К;

3 - при середній температурі ґрунту 310К.

Очевидно, енерговитрати на закачування газоводневої суміші в трубопровід залежать від величини потужності газоперекачувальних агрегатів і терміну процесу закачування. Вважаючи процес компримування газоводневої суміші ізотермічним, а термін закачування рівним неопалювальному періоду року, енерговитрати на закачування можна визначити наступним чином

$$E = \int_0^{\tau} N_i dt = \tau \int_0^{\tau} P_B Q_B \ln(P_H = P_{\max} / P_B) / \eta dt \quad (4.7)$$

де  $\tau$  - тривалість неопалювального періоду року.

Отримані результати у вигляді графіків приведено на рисунку 4.4

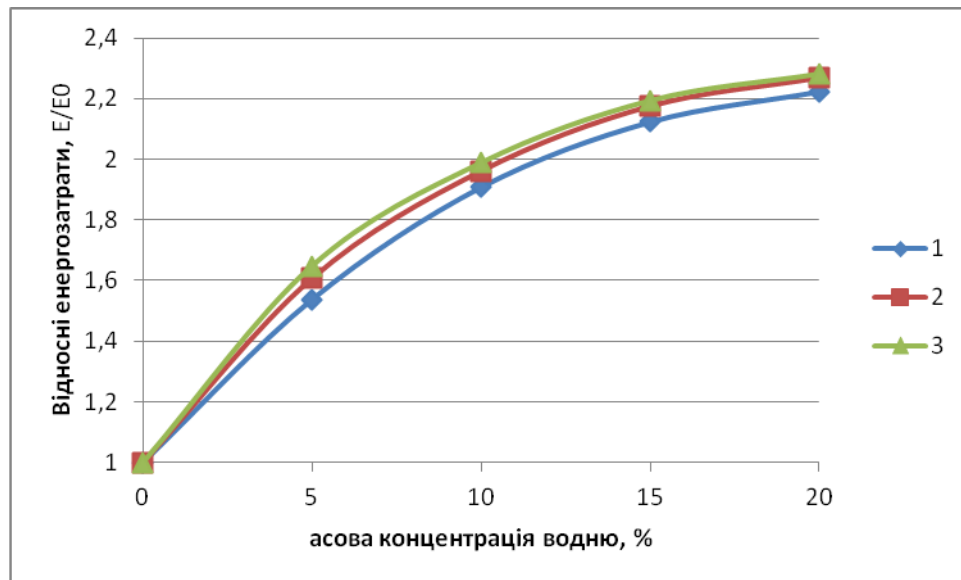


Рисунок 4.3 Характер зростання відносних енерговитрат на закачування газоводневої суміші в трубопровід в залежності від масової концентрації водню

1 – при середній температурі ґрунту 290К;

2 - при середній температурі ґрунту 300К;

3 - при середній температурі ґрунту 310К.

Розрахунки показують, що з зростанням масової концентрації водню в газоводневій суміші енерговитрати на закачування і зберігання енергоносія впродовж неопалювального сезону зростають, що не викликає сумнівів. Так, при середній температурі 290К і масовій концентрації водню в газоводневій суміші 5% енерговитрати на її закачування зростають в 1,54 раза в порівнянні з закачуванням чистого метану, а при збільшенні масової концентрації водню до 20% спостерігається зростання енерговитрат в 2,22 рази. Збільшення середньої температури зберігання газоводневої суміші до 300К при масовій концентрації водню 20% призводить до зростання

енерговитрат в 2,26 раза, а при збільшенні середньої температури зберігання до 310К зростання енерговитрат при масовій концентрації водню 20% зростає в 2,28 раза. Отже, середня температура зберігання газоводневої суміші не суттєво впливає на ступінь зростання енерговитрат на зберігання газоводневої суміші.

З фізичної точки зору зростання енерговитрат на закачування і зберігання газоводневої суміші при збільшенні масової концентрації водню в ній пояснюється збільшенням мольного об'єму суміші. Оскільки молекулярна маса водню у 8 разів менша за молекулярну масу метану, то в ідеальному випадку (без арахування над стисливості) на стиснення водню витрати енергії повинні зрости у 8 разів в порівнянні з стисненням метану до такої ж міри. Врахування над стисливості, температурного впливу та масової концентрації інгредієнтів в газоводневій суміші призводить до отриманого енергоефекту.

Таким чином, використання газоводневої суміші в якості енергоносія поряд з суттєвими перевагами в порівнянні з вуглеводневими енергоносіями має ряд суттєвих недоліків.

До переваг використання газоводневої суміші в якості енергоносія слід в першу чергу віднести суттєве збільшення питомої теплоти згоряння.. Якщо питома теплота згоряння метану складає  $50,03 \text{ МДж/м}^3$  ( $70,042 \text{ МДж/кг}$ ), то питома теплота згоряння водню становить  $120,08 \text{ МДж/м}^3$  ( $142,9 \text{ МДж/кг}$ ), що суттєво зменшує (при сталих енергопотребах) обсяги подачі енергоносія споживачу.

Другою перевагою використання газоводневої суміші в якості енергоносія являється зниження шкідливого впливу продуктів згоряння на довкілля., адже використання газоводневої суміші суттєво знижує викиди вуглекислого газу в атмосферу.

До недоліків використання газоводневої суміші в якості енергоносія слід в першу чергу слід віднести проблемні питання промислових обсягів видобування водню, пов'язані з енерговитратами на технологічні процеси.

Окрім того, висока розчинність водню в металах, зокрема в трубопровідних сталях, призведе до процесу декарбонізації сталі, що викличе зниження її механічних характеристик і в кінцевому результаті підвищення аварійності трубопровідного транспорту енергоносія. В зв'язку з сказаним згідно з [99] допустима концентрація водню в газоводневій суміші на практиці не повинна перевищувати 20%.

Наступним суттєвим недоліком використання газоводневої суміші в якості енергоносія є проблеми з процесами її довготривалого зберігання. Як вказувалось вище, тривале зберігання газоводневої суміші в продуктивних горизонтах підземних сховищ газу неприпустиме [99], а зберігання її в період неопалювального сезону в порожнині газотранспортних магістралей України, які тимчасово не використовуються для транспорту газу, вимагає суттєвого збільшення енерговитрат на процес зберігання, як було показано вище.

Крім вказаних проблем при переході на використання газоводневої суміші в якості енергоносія виникають інші, менш суттєві проблеми, пов'язані з технологічними процесами створення та транспортування газоводневої суміші. Тому перехід на використання газоводневих сумішей в якості енергоносія вимагає детального опрацювання проблеми на основі системного наукового підходу .

#### **4.3. Особливості прогнозування транспортування газоводневих сумішей газовими мережами**

Прогнозування експлуатації газових мереж при транспортуванні газоводневих сумішей як енергоносіїв базується на наступних принципах:

- споживач повинен бути забезпеченим енергією в заданому обсязі на кожен біжучий момент часу;
- енерговитрати на транспортування газоводневої суміші до споживача повинні бути мінімальними.

Для реалізації вказаних принципів необхідно вирішити ряд практично і теоретично важливих завдань. В першу чергу це стосується наявності енергоносія в необхідній кількості в кожен момент часу на початку газотранспортної мережі. Цю вимогу вважатимемо обов'язковою в якості вихідних умов. В такому випадку енергозабезпеченість споживача складатиме

$$M_c = w\rho\pi d^2 / 4 = const \quad (4.8)$$

де:  $q_G$  - планова подача природного газу споживачу (планова пропускна здатність газової мережі;

$Q_p^H$  - нижча розрахункова теплота згоряння природного газу.

При транспортуванні газоводневої суміші, нижча розрахункова теплота згоряння якої складає  $Q_p^{H*}$ , задана енергозабезпеченість споживача буде досягнута при пропускній здатності (продуктивності) газової мережі

$$q_c = q_G Q_p^H / Q_p^{H*} \quad (4.9)$$

Нижча розрахункова теплота згоряння газоводневої суміші залежить від її компонентного складу. Якщо в якості природного газу приймається метан, то

$$Q_p^{H*} = Q_p^{HCH_4} g_{CH_4} + Q_p^{HH_2} g_{H_2} \quad (4.10)$$

Оскільки розрахункова теплота згоряння газоводневої суміші вища за розрахункову теплоту згоряння метану, то для забезпечення енергією в заданому обсязі споживача необхідна менша масова витрата газоводневої суміші в порівнянні з витратою газу

$$M_c = q_{CH_4} Q_p^{HCH_4} / Q_p^{H*} \rho_{CH_4} \quad (4.11)$$

де  $q_{CH_4}, \rho_{CH_4}$  - об'ємна витрата метану і його густина за стандартних умов.

За умови стаціонарного потоку газоводневої суміші в газовій мережі сталого діаметру з принципу нерозривності потоку

$$M_c = w\rho = \frac{P}{zRT} \frac{M_c}{\rho\pi d^2 / 4} \rho\pi d^2 / 4 = const, \quad (4.12)$$

де  $w, \rho$  - лінійна швидкість і густина газоводневої суміші при робочих умовах.

$$w = \frac{M_c}{\rho\pi d^2 / 4} \quad \rho = \frac{P}{zRT}$$

Оскільки густина газоводневої суміші залежить від концентрації водню в ній і за робочих умов суттєво менша за густину метану, то лінійна швидкість середовища при заміні природного газу (метану) газоводневою сумішшю зростатиме. Це призведе до збільшення гідравлічного опору газової мережі і зростання гідравлічних витрат енергії на транспортування енергоносія. З збільшенням концентрації водню в газоводневій суміші зростання лінійних швидкостей рухомого середовища ставатиме більш суттєвим, і величина гідравлічних втрат енергії, пропорційна квадрату лінійної швидкості потоку, відповідно зростатиме. Таким чином, збільшення масової концентрації водню в газоводневій суміші призведе до зменшення витрати енергоносія в порівнянні з природним газом з одного боку, але до зростання лінійних швидкостей потоку, і, як наслідок, збільшення гідравлічних втрат енергії на транспортування з іншого. Тому існує оптимальна концентрація водню в газоводневій суміші, при якій енерговитрати на її транспортування будуть мінімальними за умови повного енергозабезпечення споживача.

Для ілюстрації запропонованої методики оптимізації використання газоводневих сумішей в якості енергоносіїв і прогнозування режиму експлуатації газової мережі розглянемо приклад визначення оптимальної

концентрації водню в газоводневій суміші за критерієм мінімуму енергозатрат на газопостачання. В якості об'єкта прийнято газопровід високого тиску довжиною 1 км і внутрішнім діаметром 200 мм, тиск в кінці якого складає 0,6 МПа за умовами вимог споживача. При фіксованій масовій витраті енергоносія енерговитрати на його транспортування визначатимуться величиною початкового тиску, мінімум якого свідчатиме про мінімум енерговитрат. Отже, для реалізації задачі необхідно побудувати залежність початкового тиску від лінійної швидкості потоку в трубопроводі. З цією метою використано класичне рівняння руху газу в рівнинному газопроводі в умовах стаціонарної течії

$$-\frac{\partial P}{\partial x} = \frac{\lambda \rho w^2}{2d} \quad (4.13)$$

Розділивши вираз на густину газу, отримаємо

$$-\frac{dP}{\rho} = \frac{\lambda w^2}{2d} dx \quad (4.14)$$

Виразивши густину газу через параметри потоку, після інтегрування в межах від початкового до кінцевого перерізу, отримаємо

$$\ln \frac{P_H}{P_K} P_H = P_K \exp\left(\frac{\lambda w^2 L}{2dzRT}\right) \quad (4.15)$$

Звідки

$$P_H = P_K \exp\left(\frac{\lambda w^2 L}{2dzRT}\right) \quad (4.16)$$

Процедура оптимізації вимагає ітераційного підходу, оскільки невідомий початковий тиск використовується для визначення коефіцієнта стисливості енергоносія, і починається з визначення масової витрати енергоносія  $M$  (газоводневої суміші) за відомою витратою природного газу (метану) на основі залежності (4.11). Наступним кроком \ визначення лінійної середньої по перерізу швидкості енергоносія в трубопроводі

$$w = \frac{M}{\rho F}, \quad (4.17)$$

де  $F$  - площа поперечного перерізу трубопроводу;

$\rho$  = густина енергоносія за робочих умов

$$\rho = \frac{P_{cp}}{zRT},$$

$P_{cp}$  - середній тиск в газопроводі;

$R$  - газова стала газоводневої суміші з заданою масовою концентрацією водню

$$R = R^{CH_4} g_{CH_4} + R^{H_2} g_{H_2}$$

$z$  - коефіцієнт стисливості газоводневої суміші; для чистого метану визначається за (4.4), для газоводневої суміші з заданою масовою концентрацією водню за (4.5).

Коефіцієнт гідравлічного опору визначається за класичною схемою в залежності від характеру руху енергоносія (ламінарний, турбулентний) в залежності від критерію Рейнольдса і еквівалентної шорсткості внутрішньої поверхні труб

$$\lambda = f(\text{Re}, \Delta).$$

В результаті з урахуванням ітераційної процедури визначається початковий тиск в газопроводі на основі (4.16)

Запропонована методика реалізована для умов вказаного газопроводу високого тиску для різних значень масової концентрації водню в газоводневій суміші. Результати розрахунків проілюстровано у вигляді графіків на рисунку 4.4.

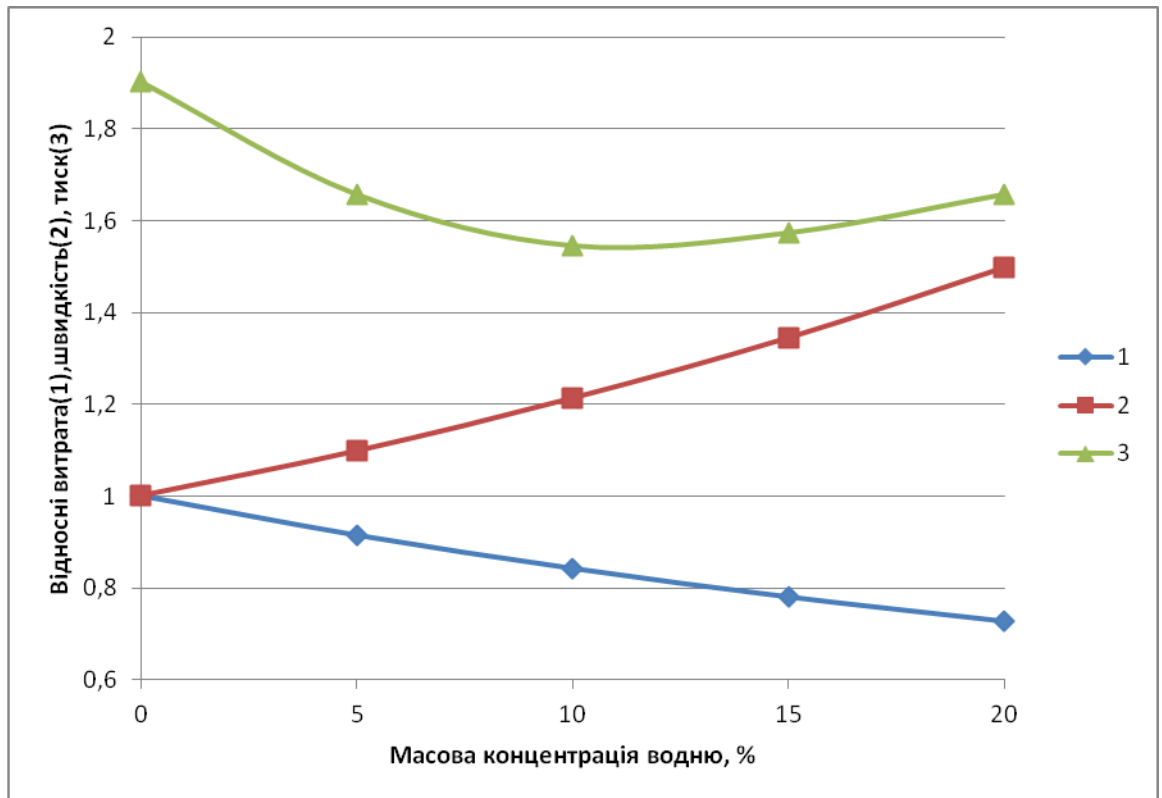


Рисунок 4.4 – Залежність характеристик руху газоводневої суміші в газопроводі високого тиску від масової концентрації водню

1 – відносна масова витрата;

2 – відносна лінійна швидкість;

3 – відносний початковий тиск  $\bar{P} = P_H / P_K$

Мінімальному значенню потаткового тиску при заданій величині енергопостачання споживачу відповідає оптимальна концентрація водню в газоводневій суміші за вказаних умов транспортування енергоносія.

#### Висновки до розділу 4

1. Показано, що процес використання домішок водню до природного газу має ряд суттєвих переваг, до яких слід віднести збільшення питомої теплоти згоряння, що суттєво зменшує (при сталих енергопотребах) обсяги подачі енергоносія споживачу, та зниження шкідливого впливу продуктів згоряння на довкілля., адже використання газоводневої суміші суттєво знижує викиди вуглекислого газу в атмосферу.

2. До недоліків використання водню в якості домішки до природного газу якості енергоносія слід в першу чергу слід віднести проблемні питання промислових обсягів видобування водню, пов'язані з енерговитратами на технологічні процеси; окрім того наявність водню в трубопроводах призведе до процесу декарбонізації сталі, що викличе зниження її механічних характеристик і в кінцевому результаті підвищення аварійності трубопровідного транспорту енергоносія; зберігання газоводневої суміші в період неопалювального сезону в порожнині газотранспортних магістралей вимагає суттєвого збільшення енерговитрат.

3. Використання водню як енергоносія в промислових масштабах вимагає суттєвих технічних і технологічних змін в енергосистемі держави в цілому, що ставить перед системою енергозабезпечення ряд важливих проблем, які вимагають екстреного вирішення; для їх реалізації запропоновано методику оптимізації використання газоводневої суміші в якості енергоносія за критерієм мінімуму енерговитрат на трубопровідний транспорт.

## ОСНОВНІ РЕЗУЛЬТАТИ І ПІДСУМКОВІ ВИСНОВКИ

На основі результатів проведених досліджень вирішено важливу науково-технічну задачу раціонального керування принципами експлуатації газових мереж за умови транспортування енергоносіїв з різним компонентним складом при мінімальних енерговитратах, а саме:

5. Створено математичну модель процесу горіння вуглеводневих газів у повітряному середовищі, результати реалізації якої дозволили оцінити вплив молекулярної маси енергоносія та коефіцієнта надлишку повітря на величину температури продуктів згорання, встановлено взаємозв'язок між температурою продуктів згорання і параметрами процесу, встановлено, що при зростанні коефіцієнта надлишку повітря залежність температури продуктів згорання від молекулярної маси енергоносія практично нівелюється; отримані залежності можуть бути використані як критерії якості природного газу як енергоносія.

6. Запропоновано для оцінки енергетичної ефективності експлуатації газорозподільчої мережі використати поняття коефіцієнта корисної дії, встановлено його залежність від коефіцієнта гідравлічної ефективності мережі та її ділянок, показано принципи визначення коефіцієнта гідравлічної ефективності мережі, встановлено, що для підвищення коефіцієнта гідравлічної ефективності мережі слід забезпечити високе його значення на початкових ділянках газопроводів газорозподільчої мережі.

7. Показано, що врахування певної зміни внутрішньої енергії газового потоку призведе до відмінної тенденції зміни гідравлічної ефективності в часі, що буде відповідати беззаперечним уявленням про досліджуваний коефіцієнт ефективності як діагностичну ознаку.

8. Показано, що процес використання домішок водню до природного газу має ряд суттєвих переваг, до яких слід віднести збільшення питомої теплоти згорання, та зниження шкідливого впливу продуктів

згоряння на довкілля; до недоліків слід в першу чергу слід віднести проблемні питання промислових обсягів видобування водню, пов'язані з енерговитратами на технологічні процеси; наявність водню в трубопроводах призведе до процесу декарбонізації сталі, що викличе підвищення аварійності трубопровідного транспорту енергоносія; зберігання газоводневої суміші вимагає суттєвого збільшення енерговитрат. Використання водню як енергоносія в промислових масштабах вимагає суттєвих змін в енергосистемі в цілому, що ставить перед системою енергозабезпечення ряд важливих проблем, для їх реалізації запропоновано методику оптимізації використання газоводневої суміші в якості енергоносія за критерієм мінімуму енерговитрат на трубопровідний транспорт.

## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛІ

1. Будзуляк Б.В. Методология повышения эффективности эксплуатации системы трубопроводного транспорта газа на стадии развития и реконструкции/Б.В. Будзуляк - Москва, НЕДРА, 2003 – 170с.
2. Гнеденко Б.В., Коваленко И.Н. Введение в теорию массового обслуживания. 2-е изд. М.: Наука, 1987 - 336 с.
3. Відновлювана енергетика та енергоефективність у ХХІ столітті: матеріали ХХІІ міжнародної науково-практичної конференції (Київ, 20-21 травня 2021р.).– К.: Інтерсервіс, 2021.– 1104 с.158 -
4. Воловецький В.Б., О.Ю. Витязь О.Ю., Щирба О.М. Дослідження гідравлічної ефективності міжпромислового газопроводу від УППГ наріжнянського ГКР до УКПГ-2 юліївського НГКР. Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. 2012. №3(44) –С.158 - 164
5. Гончарук М.І.,Середюк М.Д. Шелудченко В.І. Довідник з газопостачання населених пунктів України.Івано-Франківськ,»Сімик». – 2006. – 1313с.
6. Грудз В.Я., Грудз Я.В. , Стасюк Р.Б.,Баволяк В.І., Капущак Я.С., Туровський О.А. Раціональні режими газотранспортних систем в умовах нестационарного транспортування газу. //Прикарпатський вісник НТШ. Число. №18(68) – 2023. – С. 137 - 145. [https://doi.org/10.31471/2304-7399-2023-18\(68\)-137-145](https://doi.org/10.31471/2304-7399-2023-18(68)-137-145)
7. В. Я. Грудз, Я. В. Грудз, А. Р. Дзюбик Я. С.Капущак,Р. Б.Стасюк, В.М. Корендій, В. С.Труш Оцінка якості природного газуза температурою продуктів згоряння//Фізико-хімічна механіка матеріалів. – 2025. – Т 61, №6. – С. 120 – 126. <https://doi.org/10.15407/pctmm2025.06.119>
8. Steel pipeline in the presence of surface defects. Andrii Dziubyk, Andriy Dzhus, Liudmyla Dziubyk, Yaroslav Kapushchak, Yurii Porokhovskiy, Vitaliy Korendiy. Vibroengineering procedia. December 2025, VOLUME 60 p.615-625 <https://doi.org/10.21595/vp.2025.25420>

9. Грудз, В. Я., Капушак, Я. С. (2025). Перспективи і проблеми використання водню як енергоносія. прикарпатський вісник наукового товариства імені Шевченка. Число, 21(79), 324–334. [https://doi.org/10.31471/2304-7399-2025-21\(79\)-324-334](https://doi.org/10.31471/2304-7399-2025-21(79)-324-334)
10. Гончарук М.І. Корозія та розгерметизація газопроводів // Нафтова і газова промисловість. — 2003. — № 2. — С. 56-57.
11. Гончарук М.І. Аналіз причин втрат природного газу // Нафтова і газова промисловість. — 2003. — № 1. — С. 51-53.
12. Гончарук М.І., Крижанівський Є.І., Побережний Л.Я. Корозійно-механічна поведінка металу газопроводу // Науковий вісник Національного технічного університету нафти і газу. — 2003. — № 1(5). — С. 54-59.
13. Гончарук М.І. Щодо ситуації на ринку природного газу України // Нафтова і газова промисловість. Спец. випуск. — 2003. — С. 16-20.
14. Гончарук М.І., Репалюк В.І., Казанцева Н.Л. Стан та перспективи виробництва і реалізації скрапленого газу в Україні // Нафтова і газова промисловість. — 2003. — № 3. — С. 54-56.
15. 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.
16. Грудз Я.В. Енергоефективність газотранспортних систем/Я.В. Грудз – Івано-Франківськ.: Лілея-НВ, 2012. – 208с.
17. Грудз В.Я. Технічна діагностика трубопровідних систем/В.Я. Грудз, Я.В. Грудз, В.В Костів та ін. – Івано-Франківськ.: Лілея-НВ, 2012.-512с.
18. Грудз В.Я. Автомобільні газонаповнювальні компресорні станції./ В.Я Грудз, Я.В. Грудз, В.В. Костів тв. Ін.//Івано-Франківськ.: Лілея-НВ, 2014 – 320 с.
19. Грудз В.Я. Гідравлічна ефективність складних газотранспортних систем. /В.Я. Грудз, Я.В. Грудз, М.М. Якимів// Нафтогазова галузь України. № 1, 2014. – 2014.-№1. – С. 16-20.

20. Грудз В.Я. Енергетичний підхід до питання про гідравлічну ефективність газопроводів/ В.Я. Грудз Я.В. Грудз, М.М. Якимів// Восточно-европейский журнал передовых технологий, № 6/8(72) 2014.- 2014. №6/8(72).-С.56-62.
21. Грудз Я.В. Оптиміальне планування режимів роботи газотранспортних систем в умовах багатокритеріальності. *Прикарпатський вісник НТШ*. Число. 2016. 1(33). С. 272-291.
22. Грудз В.Я. Технічна діагностика трубопровідних систем/В.Я. Грудз, Я.В. Грудз, В.В. Костів та ін. – Івано-Франківськ.: Лілея-НВ, 2012.-512с.
23. Грудз В.Я. Ефективність використання енергоресурсів у процесі трубопровідного транспорту газу/ В.Я. Грудз, Я.В. Грудз, А.В. Дацюк// Нафтогазова енергетика. № 1. – 2008
24. Грудз В.Я. Статистична оцінка втрат газу в розподільних мережах/ В.Я. Грудз, Я.В. Грудз, В.В. Фейчук та ін. // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. – №2. – 2012. – С. 34-36
25. Грудз Я.В. Енергетичний баланс трубопровідного транспорту газу/Я.В. Грудз// Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. – № 3(40). – 2012. – С.
26. Грудз Я.В. Оцінка впливу нестаціонарності газового потоку на енергоефективність транспорту газу/ Я.В. Грудз // Науковий вісник ІФНТУНГ. Випуск 3, 2012 – С.137 - 143
27. Грудз Я.В. Оптимізація режимів роботи газопроводу з урахуванням енерговитратності транспорту газу/ Я.В. Грудз // Нафтогазова енергетика. № 2. – 2012 – С.12 - 15
28. Грудз В.Я. Математична модель магістрального газопроводу як єдиної енергосистеми/В.Я. Грудз, Я.В. Грудз, Л.Т. Гораль та ін. // Міжнародна науково-технічна конференція «Нафтогазова енергетика: проблеми та перспективи» Івано-Франківськ 2009р.- – С.34-35
29. Грудз В.Я. Дослідження енергетичного стану складних газотранспортних систем/В.Я. Грудз, Я.В. Грудз, В.І. Слободян та ін. // Матеріали

- Всеукраїнської наук.-прак. конф. «Шляхи підвищення ефективності експлуатації трубо-провідного транспорту нафти і газу іта підготовка кадрів для галузі» Ів-Франківськ, 2010-С.9-12
- 30.Грудз В.Я. Аналітичні дослідження витоків газу з газопроводу/ В.Я. Грудз, Я.В. Грудз, В.В. Костів// Матеріали між народ.наук.-техн. конф.»Проблеми і перспективи транспортування нафти і газу».Ів.-Франківськ, 15-18 травня 2012.С.66-67
- 31.Грудз Я.В. Вплив нестационарності газового потоку на енерговитрати при транспортуванні/Я.В. Грудз// Матеріали між народ.наук.-техн. конф. «Проблеми і перспективи транспортування нафти і газу».Ів.-Франківськ, 15-18 травня 2012.С.66-67
- 32.Гулька П.П. Проблеми енергозбереження при транспортуванні газу і подачі його споживачам. Нафтогазова енергетика №4(5) 2007 – С.40 – 42.
- 33.ДСТУ 2925-94. Якість продукції. Оцінювання якості. Терміни та визначення.
- 34.ДБН В.2.5–20–2018. Газопостачання
- 35.Довідник з нафтогазової справи /За загальною ред.В.С.Бойка, Р.М.Кондрат, Р.С.Яремійчук. –Львів, 1996. – 620 с.
- 36.Дорошенко Я.В. Спорудження магістральних трубопроводів: підручник/ Я.В. Дорошенко- Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2010 – 563с.
37. Жидкова М. А. Трубопроводный транспорт газа / М.О. Жидкова - Киев.: Наукова думка, 1973. –142 с.
- 38.Жидкова М.О. Моделювання технологічних процесів і підвищення ефективності трубопровідного транспортугазу. //Вісник АН УРСР ТЗ.-Київ.:Наукова думка,1985.с.37-44
- 39.Керування режимами газотранспортних систем /В.Я.Грудз, М.Т.Лінчевський, В.Б.Михалків та ін. – К.:Укргазпроект, 1996.–140 с.
- 40.Кирило Костогриз. Перші випробування українських газових мереж на водні. Нафтогазова галузь України. Київ, 2020. № 5 (47). С. 24– 28.

- 41.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.
- 42.Ксенич А. І. Середюк М. Д. Порівняння енерговитратності транспортування газу в сталевих і поліетиленових газопроводах систем газопостачання населених пунктів. Науковий вісник Івано–Франківського національного технічного університету нафти і газу, 2009. № 3(21). С. 20–25.
- 43.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.
- 44.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.
- 45.А.І. Лур'є, Л.П. Кудінов, А.Г. Іванов, В.М. Козій, О.В. Хвостова. 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.
- 46.Мазур И.И. Безопасность трубопроводных систем/ И.И.Мазур,О.М. Иванцов - М.:ИЦ «ЕЛИМА», 2004 -1104с.
- 47.Мельник В.І., Цимбал Б.М. Аналіз проблем підвищення енергоефективності аграрного виробництва. Інженерія природокористування, 2022, №1(23), с. 99 – 114
- 48.Методика розрахунку розподілення потоків газу в складних газотранспортних системах і підрахунку його запасів в трубах//В.Я. Грудз, Я.В. Грудз, Д.Ф. Тимків та ін. // Фонди НАК ”Нафтогаз України”, 2003

49. Мотало А. Оцінювання якості природного газу за його теплотворною здатністю // *Метрологія та вимірювальна техніка*, 2007. – Вип. 67. – С. 92–100.
50. Мотало А., Мотало В. *Методи і засоби гігрометрії природного газу* // *Метрологія та вимірювальна техніка*, 2006. – Вип. 66. – С.
51. Мотало В. П. Аналіз методик верифікації та калібрування засобів вимірювальної техніки/ В.П. Мотало// *Вимірювальна техніка та метрологія*. - 2019. – Вип. 80 (1). – С. 51-66.
52. *Обслуговування і ремонт газопроводів* / В. Я. Грудз та ін.; під. заг. ред. В. Я. Грудз. Івано-Франківськ : Лілея НВ, 2009. 711с
53. Перспективи використання водню як енергетичного ресурсу/ Ольга Сітуха; Олена Павлова; Костянтин Павлов// *Галицький економічний вісник*, № 5 (72) 2021 [https://doi.org/10.33108/galicianvisnyk\\_tntu2021.05](https://doi.org/10.33108/galicianvisnyk_tntu2021.05)
54. *Проектування інтелектуальної системи глобального пошуку зон розуцілень порід колекторів вуглеводнів з використанням дискретних технологій*/ М.М. Яцишин, І.З. Лютак, Х.І. Думка, В.В. Процюк, С.О. Дмитренко / *Науковий вісник ІФНТУНГ*.- 2023. 2(55), С. 70–76. [https://doi.org/10.31471/1993-9965-2023-2\(55\)-70-76](https://doi.org/10.31471/1993-9965-2023-2(55)-70-76). ISSN 1993-9965 print. - ISSN 2415-3524 online
55. *Режими газотранспортних систем*/Яковлев Е.І.,Казак О.С., Михалків В.Б.,Тимків Д.Ф.,Грудз В.Я. -Львів.:Світ,1993.-170 с
56. Середюк М.Д. Газодинамічні режими експлуатації газових мереж низького тиску при транспортуванні газо–водневих сумішей. *Міжнародний науковий журнал «Інтернаука»*, 2021. № 1 (101). Т.1. С. 52–62.
57. Середюк М. Д. Особливості газодинамічних процесів у газових мереж середнього і високого тиску за транспортування газо– водневих сумішей. *Міжнародний науковий журнал «Інтернаука»*, 2021. № 2 (102). С.87–95.

- 58.. Середюк М.Д., Малик В.Я., Болонний В.Т. Проектування та експлуатація систем газопостачання населених пунктів: Навч. Посібник. – Івано-Франківськ: Факел, 2003 -140 с.
59. Середюк М.Д., Пилипів Л.Д., Зарубіна Ю.І. Технологічні розрахунки газових мереж населених пунктів: Навч. Посібник. – Івано-Франківськ: Факел, 2003 -152 с.
60. Середюк М.Д., Великий С,В, Аналіз методів визначення газодинамічної енерговитратності газових мереж населених пунктів. Нафтогазова енергетика №2(38) 2022 – С.31 – 61.
61. Середюк М.Д., Великий С,В, Вплив концентрації водню на властивості газоводневих сумішей та газодинамічні процеси в розподільних газових мережах. Нафтогазова енергетика №2(40) 2023 – С.25 – 37.
62. Станіслав Казда, Леонід Уніговський. Наукове супроводження експериментів транспортування сумішей водню та природного газу розподільними газопроводами. Нафтогазова галузь України. Київ, 2020. № 5 (47). С. 9–14.
63. 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.
64. Стадник Б., Мотало В., Мотало А. Методологія побудови системи оцінювання відповідності природного газу // Стандартизація, сертифікація, якість. – 2008. – №2. – С. 51–59
65. Трубопровідний транспорт газу / М. П. Ковалко та ін. Київ : АренаЕКО, 2002. 600 с.
66. ТУ У 320.001.58764.007-95. Газы горючі природні, що подаються в магістральні газопроводи. Технічні умови.
67. Якимів М.М. Оцінка ефективності газопроводів з шляховими відборами та витоками газу. - *Ефективна економіка*. 2015. №5. [електронне видання].

68. Chudyk, I., Sudakova, D., Dreus, A., Pavlychenko, A., & Sudakov, A. (2023). Determination of the thermal state of a block gravel filter during its transportation along the borehole. *Mining of Mineral Deposits*, 17(4), 75-82. <https://doi.org/10.33271/mining17.04.075>
69. Energy Charter Secretariat. Gas Transit Tariffs in selected Energy Charter Treaty Countries. – www.encharter.org. – January 2016. – 86 p.
70. Francis K. Gip. New operation strategies in heavy cycle pipeline will increase profit margin *Oil & Gas Journal*. 2013. № 10. P. 60-64.
71. Kevin Topolski, Evan P. Reznicek, Burcin Cakir Erdener, Chris W. San Marchi, Joseph A. Ronevich, Lisa Fring, Kevin Simmons, Omar Jose Guerra Fernandez, Bri-Mathias Hodge, and Mark Chung. Hydrogen Blending into Natural Gas Pipeline Infrastructure: Review of the State of Technology. URL: <https://doi.org/10.2172/1893355>.
72. Leicher, A. Giese, K. Görner, M. Werschy, "Natural gas quality fluctuations - surveys and statistics on the situation in Germany", *Energy Procedia*. pp. 165-172, 2017. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.07>
73. Motalo V., Stadnyk B., Motalo, A., Likhnovsky, I, Hydrocarbon Gases Quality: Impact on Sustainable Development Goals and Environment. Monograph: Sustainable Production: Novel Trends in Energy, Environment and Material Systems/ Editors: Krolczyk, G.M., Wzorek, M., Król, A., Kochan, O., Su, J., Kacprzyk, J. (Eds.). Part 8, pp. 105-129. - Springer, 2020. - <https://www.springer.com/us/book/9783030112738>
74. Motalo V. Evaluation of Qualimetric Measurements Quality Based on the Uncertainty Concept / V. Motalo, B. Stadnyk //Pomiary. Automatyka. Kontrola. – Warszawa, 2013. - №.9. – p. 950-953.
75. Motalo V. Qualimetric Estimation of CPSs and Their Products/ V. Motalo, B. Stadnyk, S. Yatsyshyn. - Cyber-Physical Systems: Metrological Issues. Monograph. - Barselona: International Frequency Sensor Association (IFSA) Publishing, 2016. - 326 p. - Part. 7. – P. 293-219.

76. Vasyl Motalo, Bogdan Stadnyk, Mykola Mykyjchuk, Andriy Motalo, Qualimetric Measurements: the Methodology of Relationship between Qualimetry and Metrology// Metrology and Measurements Systems, 2019, Vol. 26, No 4, pp. 431-443. - <https://journals.pan.pl/mms>.
77. Euromot, "Requirements on the quality of natural gas", Euromot position paper, November 9, 2017. [Online]. Available: <https://www.euromot.eu/wpcontent/uploads/2018/02/EUROMOT-Position-Gas-Qu... 2017-11-09-.pdf>
78. Transporting Pure Hydrogen by Repurposing Existing Gas Infrastructure: Overview of existing studies and reflections on the conditions for repurposing. URL: [https://acer.europa.eu/Official\\_documents/Acts\\_of\\_the\\_Agency/Publication/Transporting\\_Pure\\_Hydrogen\\_by\\_Repurposing\\_Existing\\_Gas\\_Infrastructure\\_Overview\\_of\\_studies.pdf](https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/Transporting_Pure_Hydrogen_by_Repurposing_Existing_Gas_Infrastructure_Overview_of_studies.pdf)
79. Yue Su, Jingfa Li, Wangyi Guo, Yanlin Zhao, Jianli Li, Jie Zhao and Yusheng Wang Prediction of Mixing Uniformity of Hydrogen Injection in Natural Gas Pipeline Based on a Deep Learning Model. URL: <https://www.mdpi.com/1996-1073/15/22/8694>
80. M. Yatsyshyn. Computer aided analysis of ball burnishing process / M. Yatsyshyn., Y. Storozh, I. Lyutak, B. Storozh, O. Vasylyk / УСНМ, 2015, No 5. – Київ, 2015. – С.61-65
81. M. Yatsyshyn. Information-Categorical formalization of processes and objects of oil and gas object domain/ M. Yatsyshyn., Mykola Pasyeka, Vladimir Yurchushun, Yaroslav Storog / Petroleum Science and Engineering, No 3/2 2017, p. 59-63
82. War-Josepk P., Blesh I.I. The Stability of Flexible Rotor Supported by Circumferentially Fed-Journal bearings. Trans. ASME, 1977, F99, N4, p. 469-477
83. Zvirko, O. Hydrogen Embrittlement and Fracture Behavior of Aged Pipeline Steels: Challenges for Hydrogen Transport in Gas Infrastructure. Procedia Structural Integrity Open source preview, 2026, 77, pp. 484–489

84. Zvirko, O. Serviceability assessment of existing gas pipelines under hydrogen transportation. *Procedia Structural Integrity* Open source preview, 2025, 68, pp. 868–873
85. Demianchuk, D.O., Tsyurulnyk, O.T., Solovei, P.R., Nykyforchyn, H.M., Zvirko, O.I. The influence of operation and notch orientation on the impact toughness of API 5L X67 steel. *Materials Science* Open source preview, 2025, 61(2), pp. 249–255
86. Nykyforchyn, H.M., Zvirko, O.I., Tsyurulnyk, O.T., Venhryniuk, O.I. Assessing Hydrogen Embrittlement of Gas Pipeline Steels Using Fracture Mechanics Approaches. *International Applied Mechanics* Open source preview, 2025, 61(2), pp. 207–211
87. Zvirko, O.I., Mokryy, O.M., Kyryliv, V.I., ... Maksymiv, O.V., Kulyk, Y.O. The influence of hydrogen charging on surface acoustic waves propagation in structural steel with a nanocrystalline layer *Materials Science* Open source preview, 2025, 60(5), pp. 557–564
88. Zvirko, O., Tsyurulnyk, O., Venhryniuk, O., Nykyforchyn, H. Hydrogen Related Issues at Hydrogen Transport via Existing Gas Pipelines. *Lecture Notes in Intelligent Transportation and Infrastructure* Open source preview, 2025, Part F230, pp. 210–219
89. Zvirko, O., Demianchuk, D., Tsyurulnyk, O., Nykyforchyn, H. Effect of Hydrogen-Assisted Strain Aging on Mechanical and Fracture Properties of Pipe Steel. *Advances in Science Technology and Innovation* Open source preview, 2025, pp. 221–225

## ДОДАТОК А СПИСОК ПУБЛІКАЦІЙ ЗДОБУВАЧА ЗА ТЕМОЮ ДИСЕРТАЦІЇ

### Статті, в яких опублікуванні основні результати дисертації

1. Грудз В.Я., Грудз Я.В. , Стасюк Р.Б.,Баволяк В.І., Капущак Я.С., Туровський О.А. Раціональні режими газотранспортних систем в умовах нестационарного транспортування газу. //Прикарпатський вісник НТШ. Число. №18(68) – 2023. – С. 137 - 145.  
[https://doi.org/10.31471/2304-7399-2023-18\(68\)-137-145](https://doi.org/10.31471/2304-7399-2023-18(68)-137-145) **Наукове фахове видання України.** Особистий внесок Особистий внесок – виконав оцінку математичного моделювання нестационарних процесів у складних газотранспортних системах та одержав аналітичні залежності для керування процесом транспорту газу. Сформував методику прогнозування раціональних режимів експлуатації магістральних газопроводів з урахуванням технологічних обмежень компресорних станцій, щоб забезпечити мінімальні енерговитрати на транспортування в умовах нестационарного газоспоживання. Брав участь у підготовці статті до публікації.
2. В. Я. Грудз, Я. В. Грудз, А. Р. Дзюбик Я. С. Капущак, Р. Б.Стасюк, В.М. Корендій, В. С. Труш Оцінка якості природного газу за температурою продуктів згоряння // Фізико-хімічна механіка матеріалів. – 2025. – Т 61, №6. – С. 120 – 126.  
<https://doi.org/10.15407/pcmm2025.06.119> **Наукове фахове видання України.** Особистий внесок – розробив математичну модель процесу горіння на основі принципу балансу теплової енергії та дослідив вплив негорючих інгредієнтів, вологи і домішок водню на температуру продуктів згоряння природного газу. Сформував рекомендації щодо використання отриманих температурних залежностей як критерію оцінки якості природного газу в ролі енергоносія, щоб забезпечити ефективний

контроль під час технологічних процесів. Брав участь у підготовці статті до публікації.

3. Steel pipeline in the presence of surface defects. Andrii Dziubyk, Andriy Dzhus, Liudmyla Dziubyk, Yaroslav Kapushchak, Yurii Porokhovskiy, Vitaliy Korendiy. *Vibroengineering procedia*. December 2025, VOLUME 60 p.615-625 <https://doi.org/10.21595/vp.2025.25420> **Індексується в міжнародній наукометричній базі Scopus.** Особистий внесок – виконав оцінку напружено-деформованого стану зварних з'єднань трубопроводів із високоміцних сталей та дослідив вплив зварювальних напружень на їхню міцність за наявності поверхневих дефектів. Встановив закономірності зміни міцності ділянки трубопроводу залежно від розташування дефекту відносно осі зварного шва та зони термічного впливу. Брав участь у підготовці статті до публікації.
4. Грудз, В. Я., Капушак, Я. С. (2025). Перспективи і проблеми використання водню як енергоносія. *прикарпатський вісник наукового товариства імені Шевченка*. Число, 21(79), 324–334. [https://doi.org/10.31471/2304-7399-2025-21\(79\)-324-334](https://doi.org/10.31471/2304-7399-2025-21(79)-324-334) **Наукове фахове видання України.** Особистий внесок – виконав оцінку перспектив і проблем використання газоводневих сумішей у газотранспортних мережах та дослідив вплив концентрації водню на зміну тиску, потужності компресорів і енерговитрат при закачуванні. Сформував методикау оптимізації використання газоводневої суміші в якості енергоносія, щоб мінімізувати енерговитрати на її трубопровідний транспорт та сезонне зберігання. Брав участь у підготовці статті до публікації.

**ДОДАТОК Б**  
**МЕТОДИ ПРОГНОЗУВАННЯ РЕЖИМІВ ГАЗОВОЇ**  
**МЕРЕЖІ В УМОВАХ ТРАНСПОРТУВАННЯ ГАЗОВОДНЕВИХ**  
**СУМШЕЙ**

НАЦІОНАЛЬНА АКЦІОНЕРНА КОМПАНІЯ  
 «НАФТОГАЗ УКРАЇНИ»  
 ТОВ «Газмережі України»  
 Івано-Франківський національний технічний  
 університет нафти і газу

**ПРИЙНЯТО**  
 Ректор  
 ІФНТУНГ, д-р тех. наук, проф.  
 І. Чудик  
 2025 р.



**ЗАТВЕРДЖУЮ**  
 Головний інженер  
 Чернівецької філії ТОВ  
 «Газорозподільчі мережі України»  
 І. Чайковський  
 2025 р.








**ГАЛУЗЕВА МЕТОДИКА**

**МЕТОДИ ПРОГНОЗУВАННЯ РЕЖИМІВ ГАЗОВОЇ**  
**МЕРЕЖІ В УМОВАХ ТРАНСПОРТУВАННЯ ГАЗОВОДНЕВИХ**  
**СУМШЕЙ**

## МЕТОДИКУ РОЗРОБИЛИ

Від Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу:

Науковий керівник		Грудз В.Я.
доктор технічних наук, професор		
Доктор технічних наук, професор		Грудз Я.В.
Кандидат технічних наук, доцент		Стасюк Р.Б.
Кандидат технічних наук, доцент		Іванов О.В.
Аспірант		Капушак Я.С.
Аспірант		Прокопів І.Б.
Аспірант		Копачук Р.В.

Від Чернівецької філії ТОВ  
«Газорозподільчі мережі України»  
Заст. головн. інженера



Кривко Д.М.